Ontario Electricity Financial Corporation

2003 Annual Report

Ontario

Ontario Electricity Financial Corporation

104-01951/

Corporate Overview

Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC), an agency of the Province of Ontario, is a statutory, non-share capital corporation and the legal continuation of Ontario Hydro.

OEFC retains services from the Ontario Financing Authority (OFA) and the Ministry of Finance to carry out its daily operations. The OFA is the agency of the Province of Ontario responsible for provincial borrowing and debt management activities. The OFA manages OEFC's debt, derivatives and non-utility generator (NUG) portfolios, and provides cash management, accounting and other financial services and support to the corporation. The Ministry of Finance manages the collection and reporting of payments-in-lieu of tax on behalf of OEFC.

OEFC's Board of Directors is responsible for supervising OEFC's operations, which are as follows:

- Manage the outstanding debt and derivatives portfolios, financial risks and other liabilities of the former Ontario Hydro;
- Manage the long-term power purchase agreements and provide the associated risk management infrastructure;
- Manage the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF);
- Receive payments and administer assets, liabilities, rights and obligations of the Corporation that have not been transferred to other Ontario Hydro successor corporations, and dispose of these as it deems appropriate or as directed by the Minister of Finance; and
- Perform any additional functions as required by the Lieutenant-Governor-in-Council.

Table of Contents

Message from the Chair 5

Management's Discussion and Analysis 7

- 2002-03 Highlights
- Overview of Financial Results
- Revenues
- Expenses
- Borrowing Program
- Debt Management
- Stranded Debt and Residual Stranded Debt
- Debt and Liabilities
- Risk Management
- Management of Power Purchase Agreements
- *Electricity Pricing, Conservation and Supply Act, 2002*
- Objectives for 2003-04

OEFC Financial Statements 13

- Responsibility for Financial Reporting
- Auditor's Report
- Consolidated Balance Sheet
- Consolidated Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability
- Consolidated Statement of Cash Flows
- Notes to Financial Statements

Corporate Governance 26

- The Board of Directors
- Corporate Policies

Additional Sources of Information 31

Message from the Chair

I am pleased to present the 2003 Annual Report of the Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC). The report describes OEFC's objectives and responsibilities, operational highlights and financial results for the year ended March 31, 2003.

As outlined in the *Electricity Act, 1998*, OEFC's primary objective is to ensure that the outstanding debt and derivatives portfolios and certain other liabilities of the former Ontario Hydro are managed efficiently and prudently and are ultimately retired.

For the year ended March 31, 2003, revenues totalled $3,797 million, while expenses totalled $3,895 million, resulting in a deficiency of revenue over expense of $98 million, compared to the prior year's deficiency of revenue over expense of $69 million. In 2002-03, the Province completed OEFC's borrowing requirements, including long-term debt maturities of $2,775 million, through $2,084 million raised from the sale of Hydro One notes held since April 1, 1999 and the issuance of $967 million in long-term debt.

During the year, OEFC achieved its objectives of cost-effective borrowing and debt management and prudent risk management, negotiated revisions to non-utility generator (NUG) contracts to facilitate their integration into the competitive electricity market, and continued to develop the necessary infrastructure to manage the NUG contracts and related exposures in a competitive market in a cost-effective and prudent manner.

On December 9, 2002, the *Electricity Pricing, Conservation and Supply Act, 2002* was passed to freeze the price that low volume and designated consumers pay for electricity at 4.3 cents per kilowatt-hour until at least 2006. OEFC is responsible for managing the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF) established as a result of the Act.

OEFC will continue to monitor new developments in the electricity industry that will affect the operating results of the corporation in the 2003-04 fiscal year.

Bob Christie
Chair

Management's Discussion and Analysis

OEFC accomplished its key objectives for 2002-03:

- Achieved cost-effective borrowing and debt management and prudent risk management;
- Negotiated revisions to certain contracts with non-utility generators (NUG contracts) to facilitate their integration into the competitive electricity market;
- Continued to develop the necessary infrastructure to manage the NUG contracts and related exposures in a competitive market in a cost-effective and prudent manner; and
- Managed the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF) created under the *Electricity Pricing, Conservation and Supply Act, 2002.*

2002-03 Highlights

- Sold $1.9 billion of the Hydro One notes held since April 1, 1999, resulting in a gain of $206 million for OEFC. This sale represented the largest-ever corporate debt trade in the Canadian domestic debt market.
- Reduced total debt outstanding by $2.5 billion to $26.8 billion from $29.4 billion as at March 31, 2002.
- Lowered total debt exposed to fluctuations in foreign currencies to 6.3 per cent of outstanding debt from 7.5 per cent and down from 14.5 per cent at the time of OEFC's establishment in 1999.

Overview of Financial Results

For the year ended March 31, 2003, revenues totalled $3,797 million, while expenses totalled $3,895 million, resulting in a deficiency of revenue over expense of $98 million, compared to the prior year's deficiency of revenue over expense of $69 million.

Revenues

OEFC's total revenues for 2002-03 were $3,797 million, an increase of $253 million from 2002. OEFC's revenues consisted of the Debt Retirement Charge and revenue pool residual up to market opening; payments-in-lieu of tax; interest income from the Province, OPG, Hydro One, and IMO; power sales; a net reduction of power purchase contracts; a gain on the sale of Hydro One notes; and electricity sector dedicated income.

The Debt Retirement Charge, which replaced the revenue pool residual when Ontario's electricity market opened to competition on May 1, 2002, amounted to $889 million over 11 months in 2002-03.

In the year ended March 31, 2003, OPG and Hydro One earned an aggregate amount of $717 million. After taking into account the Province's financing cost of its investment in its electricity subsidiaries of $520 million, OEFC recorded $197 million in electricity sector dedicated income. In 2001-02, the aggregate earnings of the subsidiaries did not exceed the Province's financing cost.

In February 2003, OPG reached an agreement with OEFC to defer payment on $700 million principal amount of senior notes owing to OEFC by extending the maturity dates by two years. The interest rates on these notes remain unchanged.

Expenses

OEFC's total expenses for 2002-03 were $3,895 million, an increase of $282 million from 2002. OEFC's expenses consist of interest on its debt and nuclear funding liability, amortization of deferred charges, expenditures in the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF), power purchases, a debt guarantee fee and operating costs.

Borrowing Program

In 2002-03, the Province completed OEFC's borrowing requirements, including long-term debt maturities of $2,775 million, through $2,084 million raised from the sale of Hydro One notes held since April 1, 1999, and the issuance of $967 million in long-term debt.

Long-term borrowing was completed through two Province of Ontario U.S. dollar global issues and two domestic issues that were on-lent to OEFC:

- C$425 million (Canadian dollar equivalent) raised through a portion of a US$750 million U.S. dollar global issue maturing in December 2005;
- C$447 million (Canadian dollar equivalent) raised from a US$300 million U.S. dollar global issue maturing in March 2008; and
- C$95 million raised from two non-public debentures maturing in January and June 2022.

Debt Management

The repayment of OEFC obligations remains a priority and is an integral part of Ontario's electricity sector restructuring objectives. Pursuant to the *Electricity Act, 1998*, a long-term plan was established to retire debt from within the electricity sector. The long-term debt repayment plan supports a current estimate that OEFC's obligations will likely be defeased in 2012.

Debt Repayment Plan

OEFC's obligations are being repaid from the following revenue sources:

Notes Receivable

OEFC receives principal and interest payments from the Province, Ontario Power Generation Inc. (OPG), Hydro One and the Independent Electricity Market Operator (IMO) arising from the restructuring of the electricity sector.

Payments-in-Lieu of Tax (PILs)

OEFC receives payments-in-lieu of corporate income, capital and property taxes made by OPG, Hydro One and municipal electric utilities (MEUs).

Debt Retirement Charge (DRC)

The DRC was introduced on May 1, 2002, the date the electricity market opened to competition, and is paid by electricity consumers. The DRC is administered by the Ministry of Finance on behalf of OEFC and will end once the residual stranded debt is retired. Prior to May 1, 2002, OEFC received the residual of the revenue pool. This pool, managed by OPG, collected revenues from electricity consumers and allocated revenues to OPG, Hydro One and IMO, with the residual going to OEFC.

Electricity Sector Dedicated Income

The combined net incomes of OPG and Hydro One in excess of the Province's interest cost of its investment in its electricity subsidiaries are dedicated to the retirement of OEFC's debt.

Stranded Debt and Residual Stranded Debt

OEFC assumed approximately $38.1 billion in total debt and other liabilities from the former Ontario Hydro upon the restructuring of Ontario's electricity sector on April 1, 1999. As part of the restructuring, OEFC received a total of $17.2 billion in notes owing from the Province, OPG, Hydro One and the IMO. The difference of approximately $20.9 billion represented "stranded debt," which is defined under the *Electricity Act, 1998* as the amount of debt and other liabilities of OEFC that cannot reasonably be serviced and retired by commercial companies in a competitive electricity market.

The *Electricity Act, 1998* requires that payments-in-lieu of taxes must be paid by the successor entities and municipal electric utilities (MEUs) to OEFC to service stranded debt. As at April 1, 1999, the present value of these dedicated revenues and Electricity Sector Dedicated Income was estimated at $13.1 billion, resulting in an estimated $7.8 billion of residual stranded debt. The *Electricity Act, 1998* provided for a Debt Retirement Charge (DRC) to be paid by consumers until the residual stranded debt is retired.

The April 1, 1999 Unfunded Liability (the stranded debt from electricity sector restructuring to be recovered from ratepayers) of $19.4 billion of OEFC was composed of the $38.1 billion (described above) less notes receivable of $17.2 billion, less loans receivable and other assets of $1.5 billion.

Unfunded Liability as of March 31, 2003 was $20.2 billion.

Debt and Liabilities

OEFC's total debt outstanding declined by $2.5 billion to $26.8 billion as of March 31, 2003. OEFC has reduced total debt outstanding by over $4.5 billion from its peak on March 31, 2000.

OEFC's total debt and liabilities are $34.7 billion as of March 31, 2003, down from $37.6 billion as of March 31, 2002.

On March 5, 2003, with the prior approval of Hydro One, OEFC completed the sale of $1,878 million (face value) of Hydro One notes. OEFC realized a gain of $206 million on the sale, as interest rates payable on the notes were above market interest rates, which allowed the Province to reduce OEFC's total debt. The notes had maturities ranging from January 2004 to August 2007 and coupons ranging between 5.375 per cent to 14.25 per cent. In order to facilitate the sale of these notes in the Canadian public capital markets, OEFC and Hydro One agreed to restructure the debt by converting the coupons and principal amounts to reflect current interest rates. The sale represented the largest ever corporate debt trade in the Canadian domestic debt market.

For more information on debt and other liabilities, see Notes 8 to 12 to the Financial Statements.

Risk Management

OEFC has risk management policies and procedures in place to address the management of OEFC's market, credit and operational risk exposures, primarily pertaining to OEFC's debt, derivatives and NUG portfolios, and capital markets transactions. A description of OEFC's risk management policies can be found in the Corporate Policies section.

Risk Exposures (Percentage of Outstanding Debt)	2003	2002	Policy Limit
Foreign Exchange Exposure	6.3	7.5	20.0*
Floating Interest Rate Exposure (net of liquid reserves)	13.5	9.8	20.0

*The foreign exchange policy limit will be reduced to five per cent as soon as feasible and prudent March 31, 2003.

OEFC's foreign exchange and floating interest rate exposures remained within policy limits of 20 per cent in 2002-03.

OEFC's total debt exposed to fluctuations in foreign currencies ("foreign exchange exposure") declined to 6.3 per cent as a result of active debt management and hedging strategies which took advantage of a strengthening Canadian dollar to reduce the foreign exchange exposure of OEFC's debt portfolio. The reduction in the OEFC's foreign exchange exposure was in line with the OEFC's Annual Financing and Debt Management Plan. When the OFA became responsible for the management of OEFC's debt portfolio, total debt exposed to fluctuations in foreign currencies was 14.5 per cent.

The OEFC's exposure to changes in short term rates ("floating interest rate exposure") was 13.5 per cent as at March 31, 2003.

When issuing new debt, the OFA, on behalf of OEFC, aims for a smooth debt maturity profile to diversify the interest rate risk inherent in refinancing maturing and floating rate debt.

OEFC has also developed the NUG Market Risk Policy and Credit and Related Legal Risks Policy to address risks related to the sale of electricity from NUG contracts. NUG contracts involve risk in both financial and commodity markets.

Management of Power Purchase Agreements

In the late 1980s and early 1990s, the former Ontario Hydro entered into approximately 90 long-term power purchase agreements (PPAs) with non-utility generators (NUGs) located in Ontario. These PPAs, which expire on various dates until 2048, represent approximately 1,700 megawatts of generating capacity and approximately $750 million per year in cash outflow. The PPAs account for about six to eight per cent of the generating capacity available to meet Ontario's energy requirements.

As the continuation of Ontario Hydro, OEFC is responsible for these contracts. The NUG liability had been valued at $4,286 million on a discounted cash-flow (DCF) basis since Ontario Hydro was continued as OEFC on April 1, 1999. Since the electricity market was opened in this fiscal year, the DCF model was updated as of March 31, 2003, which reduced the estimated liability from $4,286 million to $3,745 million. The revaluation change will be amortized to operations over a 10-year period. In addition, each year, interest at the DCF rate is added to the liability and the estimated in-year loss in the DCF model is deducted from the liability. Details are set out in Note 10 to the Financial Statements.

OEFC has retained UBS Warburg Energy (Canada) Ltd. to act as settlement services manager of the PPAs with the NUGs, and to establish systems and procedures for the administration of the PPAs in the open electricity market as well as develop and implement strategies for hedging OEFC's price risk associated with sales of electricity. OEFC continues to negotiate revisions to the NUG contracts to ensure that the contracts are consistent with the open electricity market.

Risk Management

OEFC has risk management policies and procedures in place to address the management of OEFC's market, credit and operational risk exposures, primarily pertaining to OEFC's debt, derivatives and NUG portfolios, and capital markets transactions. A description of OEFC's risk management policies can be found in the Corporate Policies section.

Risk Exposures (Percentage of Outstanding Debt)	2003	2002	Policy Limit
Foreign Exchange Exposure	6.3	7.5	20.0*
Floating Interest Rate Exposure (net of liquid reserves)	13.5	9.8	20.0

*The foreign exchange policy limit will be reduced to five per cent as soon as feasible and prudent.
March 31, 2003

OEFC's foreign exchange and floating interest rate exposures remained within policy limits of 20 per cent in 2002-03.

OEFC's total debt exposed to fluctuations in foreign currencies ("foreign exchange exposure") declined to 6.3 per cent as a result of active debt management and hedging strategies which took advantage of a strengthening Canadian dollar to reduce the foreign exchange exposure of OEFC's debt portfolio. The reduction in the OEFC's foreign exchange exposure was in line with the OEFC's Annual Financing and Debt Management Plan. When the OFA became responsible for the management of OEFC's debt portfolio, total debt exposed to fluctuations in foreign currencies was 14.5 per cent.

The OEFC's exposure to changes in short-term rates ("floating interest rate exposure") was 13.5 per cent as at March 31, 2003.

When issuing new debt, the OFA, on behalf of OEFC, aims for a smooth debt maturity profile to diversify the interest rate risk inherent in refinancing maturing and floating rate debt.

OEFC has also developed the NUG Market Risk Policy and Credit and Related Legal Risks Policy to address risks related to the sale of electricity from NUG contracts. NUG contracts involve risk in both financial and commodity markets.

Management of Power Purchase Agreements

In the late 1980s and early 1990s, the former Ontario Hydro entered into approximately 90 long-term power purchase agreements (PPAs) with non-utility generators (NUGs) located in Ontario. These PPAs, which expire on various dates until 2048, represent approximately 1,700 megawatts of generating capacity and approximately $750 million per year in cash outflow. The PPAs account for about six to eight per cent of the generating capacity available to meet Ontario's energy requirements.

As the continuation of Ontario Hydro, OEFC is responsible for these contracts. The NUG liability had been valued at $4,286 million on a discounted cash-flow (DCF) basis since Ontario Hydro was continued as OEFC on April 1, 1999. Since the electricity market was opened in this fiscal year, the DCF model was updated as of March 31, 2003, which reduced the estimated liability from $4,286 million to $3,745 million. The revaluation change will be amortized to operations over a 10-year period. In addition, each year, interest at the DCF rate is added to the liability and the estimated in-year loss in the DCF model is deducted from the liability. Details are set out in Note 10 to the Financial Statements.

OEFC has retained UBS Warburg Energy (Canada) Ltd. to act as settlement services manager of the PPAs with the NUGs, and to establish systems and procedures for the administration of the PPAs in the open electricity market as well as develop and implement strategies for hedging OEFC's price risk associated with sales of electricity. OEFC continues to negotiate revisions to the NUG contracts to ensure that the contracts are consistent with the open electricity market.

A policy framework for the prudent risk management of NUG electricity sales associated with the PPAs, including market and credit risk management policies, was approved. These policies establish the foundation for the assessment, monitoring and reporting of electricity market and credit risks and are similar in structure to the corresponding policies for the management of traditional financial market and credit exposures.

The Electricity Pricing, Conservation and Supply Act, 2002

Ontario's electricity market opened to competition on May 1, 2002. The wholesale price of electricity is determined by supply and demand in a competitive market.

While the wholesale market continues to operate in a competitive environment, on December 9, 2002, the *Electricity Pricing, Conservation and Supply Act, 2002* was passed to freeze the price that low volume and designated consumers pay for electricity at 4.3 cents per kilowatt-hour (¢/kWh) until at least 2006. OEFC is responsible for managing the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF or the "Fund") established as a result of the Act.

Fund Management

OEFC is required to pay to or receive from the IMO any difference between the current market price (the "spot price") and the fixed 4.3¢/kWh charged to consumers designated under the Act.

- When spot prices are higher than 4.3¢/kWh, OEFC will make a payment to the IMO equal to the difference between spot price and 4.3¢/kWh based on the quantity consumed. The IMO will reduce the amount payable by the distributors for amounts consumed by a corresponding amount down to 4.3¢/kWh.
- When spot prices are lower than 4.3¢/kWh, OEFC will receive a payment from the IMO equal to the difference between spot price and 4.3¢/kWh based on the quantity consumed. The IMO will increase the amount payable by the distributors for amounts consumed by a corresponding amount up to 4.3¢/kWh.

The Fund will receive a large proportion of its funding from the portion of the Market Power Mitigation Agreement (MPMA) rebate paid by OPG that is attributable to the low volume and designated consumers. The initial $75 consumer refund for the May 1, 2002 to November 30, 2002 period was funded from OPG's MPMA rebate liability.

Net costs were higher than originally expected due to higher-than-expected prices arising from a long and severe winter. Program costs were also higher than initially expected due to higher costs to maintain the contractual rights of retailers. Annual results for the Fund are expected to improve as new supply comes on-line and reduces electricity prices.

The financial statements reflect the net expense of the Fund for this fiscal year. More information on the Fund can be found in Note 13 to the Financial Statements.

Objectives for 2003-04

OEFC's activities for 2003-04 will be focused on the following corporate objectives:

- Continue to perform borrowing, risk management, cash management, banking and accounting services as required in managing and retiring the outstanding debt and derivative contracts of the former Ontario Hydro;
- Assist in the implementation of the government's electricity policy decisions and coordinate economic and financial issues related to the industry. This includes management of the Electricity Consumer Price Protection Fund, managing financial relationships with the successor companies of Ontario Hydro (Hydro One, Ontario Power Generation Inc. and the Independent Electricity Market Operator) and assisting the Ministry of Energy and the Ministry of Finance in analyzing and implementing new supply initiatives, such as the temporary generation initiatives for the summer and fall of 2003;
- Continue negotiating revisions to the non-utility generator (NUG) contracts to ensure that the contracts are consistent with the competitive market. Develop and implement the necessary infrastructure to manage, in a cost-effective and prudent manner, the NUG contracts and related exposures and their integration into the power market administered by the Independent Electricity Market Operator (IMO); and
- Discharge OEFC's liability to the nuclear decommissioning fund related to generating stations of the former Ontario Hydro.

Financial Statements

Responsibility for Financial Reporting

Auditor's Report

Consolidated Balance Sheet

Consolidated Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability

Consolidated Statement of Cash Flows

Notes to Financial Statements

Responsibility for Financial Reporting

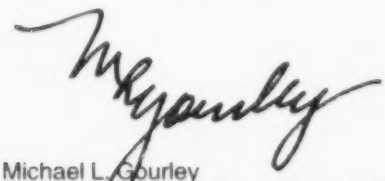
The accompanying consolidated financial statements of the Ontario Electricity Financial Corporation have been prepared in accordance with accounting principles recommended for governments by the Canadian Institute of Chartered Accountants and are the responsibility of management. The preparation of financial statements necessarily involves the use of estimates based on management's judgment, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be finalized with certainty until future periods. The financial statements have been properly prepared within reasonable limits of materiality and in light of information available up to July 25, 2003.

Management maintains a system of internal controls designed to provide reasonable assurance that the assets are safeguarded and that reliable financial information is available on a timely basis. The system includes formal policies and procedures and an organizational structure that provides for appropriate delegation of authority and segregation of responsibilities. Internal Audit Services of the Ministry of Finance independently evaluates the effectiveness of these internal controls on an ongoing basis and reports its findings to management and the Audit Committee of the Board of Directors.

The Board of Directors, through the Audit Committee, is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal controls. The Audit Committee meets periodically with management, the internal auditors and the external auditor to deal with issues raised by them and to review the financial statements before recommending approval by the Board of Directors.

The financial statements have been audited by the Provincial Auditor. The Provincial Auditor's responsibility is to express an opinion on whether the financial statements are fairly presented in accordance with accounting principles recommended for governments by the Canadian Institute of Chartered Accountants. The Auditor's Report, which appears on the following page, outlines the scope of the Auditor's examination and his opinion.

On behalf of Management:



Michael L. Gourley
Vice-Chair and Chief Executive Officer

Office of the
Provincial Auditor
of Ontario

Bureau du
vérificateur provincial
de l'Ontario

Box 105, 15th Floor, 20 Dundas Street West, Toronto, Ontario M5G 2C2
B.P. 105, 15e étage, 20, rue Dundas ouest, Toronto (Ontario) M5G 2C2
(416) 327-2381 Fax: (416) 327-9862

Auditor's Report

To the Ontario Electricity Financial Corporation
and to the Minister of Finance

I have audited the consolidated balance sheet of the Ontario Electricity Financial Corporation as at March 31, 2003 and the consolidated statements of revenue, expense and unfunded liability and of cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Corporation's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Corporation as at March 31, 2003 and the results of its operations and its cash flows for the year then ended, in accordance with the accounting principles recommended for governments by the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Toronto, Ontario
July 25, 2003

Erik Peters, FCA
Provincial Auditor

Ontario Electricity Financial Corporation

Consolidated Balance Sheet
as at March 31, 2003
($ Millions)

	2003	2002
ASSETS		
Current Assets		
Cash and cash equivalents (Note 5)	$ 3	$ 23
Accounts receivable	248	292
Interest receivable	31	106
Current portion of notes receivable (Note 7)	651	443
	933	864
Payments-in-lieu of tax receivable (Note 12)	218	236
Due from Province of Ontario (Note 6, 12)	351	524
Notes and loans receivable (Note 7)	12,337	14,949
Deferred debt costs	673	905
	$ 14,512	$ 17,478
LIABILITIES		
Current Liabilities		
Accounts payable	$ 210	$ 442
Interest payable	556	659
Short-term notes payable (Note 8)	3,413	3,996
Current portion of long-term debt (Note 8)	1,665	2,548
	5,844	7,645
Long-term debt (Note 8)	21,752	22,820
Power purchase contracts (Note 10)	4,125	4,286
Nuclear funding liability (Note 11)	2,974	2,812
	34,695	37,563
UNFUNDED LIABILITY (Note 4, 12)	(20,183)	(20,085)
Contingencies and guarantees (Note 14)		
	$ 14,512	$ 17,478

Approved on behalf of the Board of Directors:

Bob Christie
Chair

Michael L. Gourley
Vice-Chair

See accompanying notes to financial statements

Ontario Electricity Financial Corporation

Consolidated Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability

for the Year Ended March 31, 2003

($ Millions)

	2003	2002
REVENUE		
Debt retirement charge (Note 1)	$ 889	$ -
Revenue pool residual (Note 1)	24	1,296
Payments-in-lieu of tax (Note 12)	711	387
Interest	964	1,028
Power sales (Note 10)	635	815
Net reduction of power purchase contracts (Note 10)	161	-
Electricity sector dedicated income (Note 6, 12)	197	-
Gain on sale of Hydro One notes (Note 7)	206	-
Other	10	18
Total Revenue	3,797	3,544
EXPENSE		
Interest - short-term debt	147	113
Interest - long-term debt	1,867	2,223
Interest on nuclear funding liability (Note 11)	162	153
Amortization of deferred charges	195	140
Electricity Consumer Price Protection Fund (Note 13)	685	-
Power purchases (Note 10)	786	815
Debt guarantee fee	147	153
Operating	16	16
Total Expense	3,895	3,613
Deficiency of revenue over expense	98	69
Unfunded Liability, beginning of period	20,085	20,016
Unfunded Liability, end of period	$ 20,183	$ 20,085

See accompanying notes to financial statements.

Ontario Electricity Financial Corporation

Consolidated Balance Sheet
as at March 31, 2003
($ Millions)

	2003	2002
ASSETS		
Current Assets		
Cash and cash equivalents (Note 5)	$ 3	$ 23
Accounts receivable	248	292
Interest receivable	31	106
Current portion of notes receivable (Note 7)	651	443
	933	864
Payments-in-lieu of tax receivable (Note 12)	218	236
Due from Province of Ontario (Note 6, 12)	351	524
Notes and loans receivable (Note 7)	12,337	14,949
Deferred debt costs	673	905
	$ 14,512	$ 17,478
LIABILITIES		
Current Liabilities		
Accounts payable	$ 210	$ 442
Interest payable	556	659
Short-term notes payable (Note 8)	3,413	3,996
Current portion of long-term debt (Note 8)	1,665	2,548
	5,844	7,645
Long-term debt (Note 8)	21,752	22,820
Power purchase contracts (Note 10)	4,125	4,286
Nuclear funding liability (Note 11)	2,974	2,812
	34,695	37,563
UNFUNDED LIABILITY (Note 4, 12)	(20,183)	(20,085)
Contingencies and guarantees (Note 14)		
	$ 14,512	$ 17,478

Approved on behalf of the Board of Directors

Bob Christie
Chair

Michael L. Gourley
Vice-Chair

See accompanying notes to financial statements

Ontario Electricity Financial Corporation

Consolidated Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability

for the Year Ended March 31, 2003

($ Millions)

	2003	2002
REVENUE		
Debt retirement charge (Note 1)	$ 889	$
Revenue pool residual (Note 1)	24	1,296
Payments-in-lieu of tax (Note 12)	711	387
Interest	964	1,028
Power sales (Note 10)	635	815
Net reduction of power purchase contracts (Note 10)	161	
Electricity sector dedicated income (Note 6, 12)	197	
Gain on sale of Hydro One notes (Note 7)	206	
Other	10	18
Total Revenue	3,797	3,544
EXPENSE		
Interest - short-term debt	147	113
- long-term debt	1,867	2,223
Interest on nuclear funding liability (Note 11)	162	153
Amortization of deferred charges	105	140
Electricity Consumer Price Protection Fund (Note 13)	665	
Power purchases (Note 10)	786	815
Debt guarantee fee	147	153
Operating	16	16
Total Expense	3,895	3,613
Deficiency of revenue over expense	98	69
Unfunded Liability, beginning of period	20,085	20,016
Unfunded Liability, end of period	$ 20,183	$ 20,085

See accompanying notes to financial statements.

Ontario Electricity Financial Corporation

Consolidated Statement of Cash Flows

for the Year Ended March 31, 2003

($ Millions)

	2003	2002
CASH FLOWS USED IN OPERATING ACTIVITIES		
Deficiency of revenue over expense	$ 98	$ 69
Adjustments for:		
Amortization of deferred charges	(105)	(140)
Net reduction of power purchase contracts (Note 10)	161	
Interest on nuclear funding liability (Note 11)	(162)	(153)
Payments-in-lieu of tax receivable	(18)	(48)
Net change in other balance sheet accounts	69	(89)
Net cash required by (provided from) operations	43	(361)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES		
Long-term debt issues	967	1,123
Less long-term debt retired	2,775	3,826
Long-term debt retired (issued), net	1,808	2,703
Short-term debt retired (issued), net	583	(1,426)
Sale of notes receivable (Note 7)	(1,878)	
Repayment of notes receivable	(536)	(540)
Net cash required by (provided from) financing activities	(23)	111
Increase (decrease) in cash and cash equivalents	(20)	(376)
Cash and cash equivalents, beginning of year	23	399
Cash and cash equivalents, end of year	$ 3	$ 23
Interest paid during the year and included in deficiency of revenue over expense	$ 2,117	$ 2,431

See accompanying notes to financial statements

Ontario Electricity Financial Corporation

Consolidated Statement of Cash Flows

for the Year Ended March 31, 2003

($ Millions)

	2003	2002
CASH FLOWS USED IN OPERATING ACTIVITIES		
Deficiency of revenue over expense	$ 98	$ 69
Adjustments for:		
Amortization of deferred charges	(185)	(140)
Net reduction of power purchase contracts (Note 10)	161	-
Interest on nuclear funding liability (Note 11)	(162)	(153)
Payments-in-lieu of tax receivable	(18)	(48)
Net change in other balance sheet accounts	69	(89)
Net cash required by (provided from) operations	43	(361)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES		
Long-term debt issues	967	1,123
Less long-term debt retired	2,775	3,826
Long-term debt retired (issued), net	1,808	2,703
Short-term debt retired (issued), net	583	(1,426)
Sale of notes receivable (Note 7)	(1,379)	-
Repayment of notes receivable	(536)	(540)
Net cash required by (provided from) financing activities	(23)	737
Increase (decrease) in cash and cash equivalents	(20)	(376)
Cash and cash equivalents, beginning of year	23	399
Cash and cash equivalents, end of year	$ 3	$ 23
Interest paid during the year and included in deficiency of revenue over expense	$ 2,117	$ 2,411

See accompanying notes to financial statements.

Ontario Electricity Financial Corporation
Notes to Financial Statements

1. Restructuring of the Ontario Electricity Industry

Effective April 1, 1999, pursuant to the *Electricity Act, 1998*, Ontario Hydro was continued as a corporation without share capital under the name Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC). It is exempt from federal and provincial income taxes under paragraph 149(1)(d) of the Income Tax Act of Canada. OEFC is a Crown agency created to manage the debt and administer the assets, liabilities, rights and obligations of Ontario Hydro not transferred to other successor entities. These other successor entities include:

- Ontario Power Generation Inc. (OPG), an electricity generation company;
- Hydro One Inc. (Hydro One), a regulated electricity transmission and distribution business;
- Independent Electricity Market Operator (IMO), the regulated centralized independent system co-ordinator responsible for directing system operations and operating the electricity market; and
- Electrical Safety Authority (ESA), which performs a regulatory function related to electrical inspections.

On April 1, 1999, the respective business units, including assets, liabilities, employees, rights and obligations of the former Ontario Hydro, were transferred to OPG and Hydro One (and their subsidiaries) and the IMO for $8.5 billion, $8.6 billion and $78 million respectively in exchange for debt payable to OEFC. On the same day, the Province exchanged equity of $5,126 million and $3,759 million in OPG and Hydro One respectively for debt payable to OEFC.

OEFC debt, liabilities and associated financing costs will be repaid from interest on notes receivable from the Province and successor entities, and, as provided under the *Energy Competition Act, 1998*, from dedicated electricity revenues in the form of payments-in-lieu (PILs) of corporate income, capital and property taxes made by the successor entities and municipal electric utilities. Any residual debt will be serviced through a Debt Retirement Charge (DRC) to be paid by electricity consumers after open access at a rate of 0.7 cents per kilowatt hour in most Ontario communities. Until open access on May 1, 2002, OEFC continued to be a party to a revenue-allocation agreement among successor entities and was entitled to the forecast residual amount in the revenue pool after allocations to OPG, Hydro One and the IMO are paid.

2. Summary of Significant Accounting Policies

Basis of Accounting

As OEFC is a government organization, these financial statements are prepared in accordance with the recommendations of the Public Sector Accounting Board (PSAB) of the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Measurement Uncertainty

Uncertainty in the determination of the amount at which an item is recognized in the financial statements is known as measurement uncertainty. Such uncertainty exists when it is reasonably possible that there could be a material variance between the recognized amount and another reasonably possible amount, as there is whenever estimates are used. Measurement uncertainty in these financial statements exists in the estimated amount for the Electricity Consumer Price Protection Fund, the valuation of the power purchase contracts and the estimated defeasance date for OEFC's obligations. Estimates are based on the best information available at the time of preparation of the financial statements and will be updated annually to reflect new information as it becomes available.

Consolidation

These financial statements include the residual accounts of OEFC's wholly owned subsidiary, Ontario Electricity Pension Services Corporation (see Note 3).

Deferred Debt Costs

Deferred debt costs includes the unamortized amounts related to unrealized foreign exchange gains or losses resulting from the translation of long-term debt issued in foreign currencies and discounts, premiums or commissions arising from the issuance of debt or the acquisition of debt prior to maturity. These costs are amortized to operations over the life of the underlying debt.

Revenue Recognition

Revenues are recognized in the period in which they are earned.

Foreign Currency Translation

Debt is composed of short-, medium- and long-term bonds, notes and debentures. Debt denominated in foreign currencies that have been hedged is recorded at the Canadian dollar equivalent using the rates of exchange established by the terms of the hedge agreements. Other foreign currency debt, liabilities and assets are translated to Canadian dollars at period-end rates of exchange and any exchange gains or losses are deferred and amortized over the remaining term to maturity.

Power Purchase Contracts

The power purchase contracts liability is valued on a discounted cash-flow (DCF) basis. Periodic revaluations of this liability will give rise to changes in the estimated cost of the contracts and will be amortized to operations over a maximum 10-year period.

3. Ontario Electricity Pension Services Corporation

OEFC was the administrator of the Ontario Electricity Financial Corporation Pension Plan and Fund. It was responsible for negotiating an agreement with each of the successor corporations for the division and transfer of the assets and liabilities of the OEFC pension plan to the pension plans of the successor corporations. The Ontario Electricity Pension Services Corporation, (OEPSC), a wholly owned subsidiary of OEFC, acted as agent for OEFC to carry out the required administrative, investment and other responsibilities of the OEFC Pension Plan and Fund.

OEPSC made application to the Superintendent of Financial Services for Ontario for approval to transfer all of the assets of the OEFC Pension Plan to the pension plans of the four successor operating entities. The Superintendent agreed to the transfer on June 6, 2001. With the exception of certain records and assets of nominal value, all pension fund assets were transferred to the pension plans of successor corporations on June 29, 2001. As OEPSC's functions have been completed, OEFC is in the process of winding up the company.

4. Economic Dependence

OEFC does not have its own credit rating and is, therefore, dependent on the Province to borrow and on-lend the funds required to refinance maturing debt and to cover any cash shortfalls in the Corporation. It is also dependent on the long-term plan to defease the unfunded liability described in Note 12. Based on the Province's support in refinancing maturing debt and the long-term plan, OEFC is considered a going concern.

5. Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents includes cash on deposit and highly liquid investments with maturities of less than three months. They are recorded at cost, which approximates current market value.

6. Due from Province of Ontario

The Province has committed to dedicate the combined net income of OPG and Hydro One in excess of the Province's financing cost of its investment in its electricity subsidiaries to OEFC. In the year ended March 31, 2003, OPG and Hydro One earned an aggregate amount of $717 million, $197 million in excess of the Province's $520 million financing cost of its investment. In 2001-02, the aggregate earnings of the subsidiaries did not exceed the Province's financing cost. The $197 million amount has been reflected as income in OEFC. In July 2002, the Province paid $370 million to OEFC towards the outstanding balance.

7. Notes and Loans Receivable

($ millions)

	Maturity date	Interest rate	Interest payable	March 31, 2003	March 31, 2002
Province of Ontario	2039 - 2041	5.85	Monthly	$ 8,885	$ 8,885
OPG	2005 - 2011	5.44 to 6.65	Semi-annually	3,200	3,200
Hydro One	2003	5.4 to 13.5	Semi-annually	651	2,972
IMO	2009	7.90	Semi-annually	78	78
				12,814	15,135
Less: Current portion of notes receivable				651	443
				12,163	14,692
Loans receivable from non-utility generators (NUGs) (See Note 10)				174	257
				$ 12,337	**$ 14,949**

OEFC has agreed with OPG and IMO not to sell notes owing from these successor entities without their prior approval.

On March 5, 2003, with the prior approval of Hydro One, OEFC completed the sale of $1,878 million (face value) of Hydro One notes. OEFC realized a gain of $206 million on the sale as interest rates payable on the notes were above market interest rates.

In 2002, OEFC had agreed with OPG to defer principal payments of $200 million originally due in March and September, 2002 until December 2004. These maturities totalling $200 million have been further deferred until December 2006. In addition, OEFC has agreed with OPG to defer principal repayments totalling $500 million originally due in the period March 2003 to September 2004. The new maturity dates on these notes have been extended until March 2005 to September 2006.

8. Debt

Debt at March 31, 2003 is set out below by maturity and by currency of repayment, expressed in Canadian dollars.

($ millions) Currency	Canadian Dollar	U.S. Dollar	Japanese Yen	2003 Total	2002 Total
Maturing in:					
1 year	4,781	232	65	5,078	6,544
2 years	3,250	—	—	3,250	1,666
3 years	1,000	425	—	1,425	3,250
4 years	119	—	—	119	1,000
5 years	389	1,570	—	1,959	119
1-5 years	9,539	2,227	65	11,831	12,579
6-10 years	6,178	1,489	—	7,667	8,237
11-15 years	648	—	—	648	1,843
16-20 years	3,678	—	—	3,678	2,702
21-25 years	2,077	—	—	2,077	3,037
26-50 years	929	—	—	929	966
Total	**$ 23,049**	**$ 3,716**	**$ 65**	**$ 26,830**	**$ 29,364**

The effective rate of interest on the debt portfolio is 6.78 per cent (March 2002 - 6.96 per cent) before considering the effect of derivative instruments used to manage interest rate risk. The longest term to maturity is to October 17, 2031. Total foreign currency denominated debt at March 31, 2003 was $3.8 billion (March 2002 - $3.6 billion), of which $2.6 billion or 67.7 per cent (March 2002 - $1.9 billion or 52.8 per cent) was fully hedged to Canadian funds. Bonds and notes payable are either held, or guaranteed as to principal and interest, by the Province as set out below:

	March 31, 2003			March 31, 2002		
($ millions)	Held by the Province	Guaranteed by the Province	Total	Held by the Province	Guaranteed by the Province	Total
Short-term debt	3,413	—	3,413	3,996	—	3,996
Current portion of long-term debt	350	1,315	1,665	48	2,500	2,548
Long-term debt	9,791	11,961	21,752	9,173	13,647	22,820
Total	**$ 13,554**	**$ 13,276**	**$ 26,830**	**$ 13,217**	**$ 16,147**	**$ 29,364**

Fair value of debt issued approximates amounts at which debt instruments could be exchanged in a current transaction between willing parties. In valuing the OEFC's debt, fair value is estimated using discounted cash flows and other valuation techniques and is compared to public market quotations where available. These estimates are affected by the assumptions made concerning discount rates and the amount and timing of future cash flows.

The estimated fair value of OEFC debt at March 31, 2003 is $31.2 billion (March 2002 - $32.8 billion). This is higher than the book value of $26.8 billion (March 2002 - $29.4 billion) because current interest rates are generally lower than the interest rates at which the debt was issued and because of exchange rate movements. The fair value of debt does not reflect the effect of related derivative contracts.

9. Risk Management and Derivative Financial Instruments

OEFC employs various risk management strategies and operates within strict risk exposure limits to ensure exposure to risk is managed in a prudent and cost-effective manner. A variety of strategies are used, including the use of derivative financial instruments ("derivatives"). Derivatives are financial contracts, the value of which is derived from underlying instruments. OEFC uses derivatives for the purpose of hedging and to minimize interest costs. Hedges are created primarily through swaps, which are legal arrangements under which OEFC agrees with another party to exchange cash flows based upon one or more notional amounts during a specified period. This allows OEFC to offset its existing obligations and thereby effectively convert them into obligations with more desirable characteristics. Other derivative instruments used by OEFC include forward foreign exchange contracts, forward rate agreements, futures and options.

Foreign exchange or currency risk is the risk of debt servicing costs and principal payments varying due to fluctuations in foreign exchange rates. To minimize currency risk, OEFC uses derivative contracts to convert foreign currency cash flows into Canadian dollar denominated cash flows. The current policy allows unhedged foreign currency cash flows to reach a maximum of 20 per cent of total debt. At March 31, 2003, 6.3 per cent (March 2002 - 7.5 per cent) of this debt was unhedged, with most of the currency exposure to US dollars.

Floating rate risk is the exposure of OEFC to changes in short-term interest rates over a 12-month period. OEFC reduces its exposure to rate changes by entering into derivative contracts that convert floating interest payments to fixed interest payments. The current policy allows unhedged floating rate debt, net of liquid reserves, to reach a maximum of 20 per cent of total debt. At March 31, 2003, OEFC's floating rate debt as a percentage of total debt was 13.5 per cent (March 2002 - 9.8 per cent).

Liquidity risk is the risk that OEFC will not be able to meet its current short-term financial obligations. As explained in Note 4, OEFC is dependent on the Province to borrow and on-lend the funds required to refinance maturing debt and to cover any cash shortfalls in the Corporation.

The table below presents a maturity schedule of OEFC's derivatives, by type, outstanding at March 31, 2003, based on the notional amounts of the contracts. Notional amounts represent the volume of outstanding derivative contracts and are not indicative of credit risk, market risk or actual cash flows.

Derivative Portfolio Notional Value
($ millions)
As at March 31, 2003

Maturity in Fiscal Year	2004	2005	2006	2007	2008	6-10 Years	Over 10 Years	Total 2003	Total 2002
Cross-currency swaps	1,046	-	425	-	496	388	-	2,355	1,528
Interest rate swaps	2,214	292	1,515	132	1,246	158	1,486	7,043	6,420
Forward foreign exchange contracts	720	-	-	-	-	-	-	720	974
Other[1]	-	50	-	-	-	-	-	50	250
Total	$ 3,980	342	1,940	132	1,742	546	1,486	10,168	$ 9,172

[1]Other includes swaptions and forward rate agreements.

The use of derivatives introduces credit risk, which is the risk of a counterparty defaulting on contractual derivative obligations in which OEFC has an unrealized gain. The table below presents the credit risk associated with the derivative financial instrument portfolio, measured through the replacement value of derivative contracts, at March 31, 2003.

Credit Risk Exposure ($ millions)	**March 31, 2003**	**March 31, 2002**
Gross credit risk exposure[1]	4,167	4,569
Less: Netting[2]	(4,293)	(4,709)
Net credit risk exposure[3]	$ (126)	$ (140)

Notes:
1 Gross credit risk exposure includes credit exposure on swaps, options, futures, forward rate agreements and forward foreign exchange agreements.
2 Master agreements provide for close out netting as contracts do not have coterminous settlement dates.
3 Total exposure to counterparties with positive exposure (meaning that counterparties owed OEFC) was $202 million (March 2002 - $111 million) and the total exposure to counterparties with negative exposure (meaning that OEFC owed the counterparties) was $328 million (March 2002 - $251 million) for a total net credit exposure of ($126) million (March 2002 - ($140) million).

OEFC manages its credit risk exposure from derivatives by, among other things, dealing only with high credit quality counterparties and regularly monitoring compliance to credit limits. In addition, OEFC enters into contractual agreements (master agreements) that provide for termination netting and, if applicable, payment netting with virtually all of its counterparties. Gross credit risk exposure represents the loss OEFC would incur if every counterparty to which OEFC had credit risk exposure were to default at the same time and the contracted netting provisions were not exercised or could not be enforced. Net credit risk exposure is the loss including the mitigating impact of these netting provisions.

As at March 31, 2003, OEFC's most significant concentrations of credit risk were with three A+ or higher rated counterparties, each of which represented more than 10 per cent of the Net Credit Risk Exposure. The net cost to OEFC, if it had to replace all of the swap contracts with these three counterparties is $23 million, $62 million and $85 million, respectively.

10. Power Purchase Contracts

Power purchase agreements and related loan agreements were entered into by Ontario Hydro with non-utility generators (NUGs) located in Ontario. As the continued Ontario Hydro, OEFC is the counterparty to these contracts. These contracts, expiring on various dates to 2048, provide for the purchase of power at prices that are expected to be in excess of the market price. Since open access on May 1, 2002, this power has been sold at market prices that generally have been less than cost. Prior to open access, power purchased from NUGs was resold at cost to the revenue pool managed by OPG.

During the year, OEFC purchased power in the amount of $786 million (2002 - $815 million) and sold this power for $635 million (2002 - $815 million). Effective April 18, 2002, the NUG Contract Management Agreement between Enron Canada Corporation and OEFC was assigned to UBS Warburg Energy (Canada) Ltd. Annual fees include both a fixed fee of approximately $750,000 plus a variable fee based on performance in minimizing losses under NUG power purchase agreements that amounted to $10 million (2002 - $ nil).

The NUG liability had been valued at $4,286 million on a discounted cash-flow (DCF) basis since Ontario Hydro was continued as OEFC on April 1, 1999. Since the electricity market was opened in this fiscal year, the DCF model was updated as of March 31, 2003 which reduced the estimated liability from $4,286 million to $3,745 million. The revaluation change will be amortized to operations over a 10-year period. In addition, each year, interest at the DCF rate is added to the liability and the estimated in-year loss in the DCF model is deducted from the liability as set out below:

Statement of NUG Liability
($ millions)

NUG Liability, March 31, 2002		$ 4,286
Interest charged during the year		253
Deduct estimated in-year loss		(372)
Revaluation as of March 31, 2003		(422)
Sub total		3,745
Add: Unamortized Revaluation Changes		
Gross Revaluation	422	
Accumulated Amortization	(42)	380
		$ 4,125

Loans to NUGs decreased during the period by a net $83 million to $174 million at March 31, 2003 (March 31, 2002 - $257 million), primarily due to principal repayments.

11. Nuclear Funding Liability

OEFC as the continued Ontario Hydro received a liability in the amount of $2,378 million representing nuclear waste management and asset removal liabilities that were incurred prior to April 1, 1999. In March 2002, the Province and OPG entered into the Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) to establish, fund and manage segregated funds to ensure that sufficient funds are available to pay for costs of nuclear waste management and station decommissioning. The OEFC liability will be directed to the Decommissioning Custodial Fund, which is expected to be established later in 2003.

The Board of Directors of OEFC approved the funding of the Decommissioning Custodial Fund over the next four years, thus discharging the nuclear funding liability. OEFC reflected the nuclear funding liability at April 1, 1999 and has been accruing interest annually at an estimated 5.75 per cent since that time. At March 31, 2003, this estimated accrued interest was included in the liability amount of $2,974 million (2002 - $2,812 million). The calculation of the interest rate is still under negotiation between the parties, but is expected to be finalized later in 2003. The impact of the finalization of the interest rate calculation is not expected to result in a material difference to the liability balance.

12. Unfunded Liability

The opening unfunded liability of $19.4 billion at April 1, 1999 was composed of $38.1 billion in liabilities assumed from old Ontario Hydro less the value of assets transferred to OEFC at April 1, 1999 including $17.2 billion in notes receivable and $1.5 billion in loans receivable and other assets. A long-term plan was established to retire OEFC liabilities from within the electricity sector. The Plan includes cash flows from the following sources as at **April 1, 1999**:

Notes receivable from the Province of $8.9 billion, OPG of $3.4 billion, Hydro One of $4.8 billion and IMO for $0.1 billion for a total of $17.2 billion as a result of the transfer of assets to successor companies,

Payments-in-lieu of corporate income, property and capital taxes made by OPG, Hydro One and municipal electric utilities,

a **Debt Retirement Charge** to be paid by ratepayers based on the consumption of electricity, and

Electricity Sector Dedicated Income - The combined net income of OPG and Hydro One in excess of the Province's cost of its investment in its electricity subsidiaries will be allocated to the retirement of OEFC's debt.

The long-term plan supports a current estimate that OEFC's obligations will likely be defeased in 2012.

13. Electricity Consumer Price Protection Fund

On November 11, 2002, the Province announced a program designed to provide electricity to low volume and designated consumers at a fixed price of 4.3 cents per kilowhatt-hour (kWh) until at least 2006, retroactive to May 1, 2002. Power generators continue to receive the free market price as set in the IMO electricity market. The program is administered through the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF) managed by OEFC.

During periods where the average price of electricity is greater than the fixed rate of 4.3 cents per kWh, the balance is funded by the ECPPF. Conversely, the ECPPF will receive funds during periods where the average price of electricity is lower than the fixed rate of 4.3 cents per kWh. Expenditures from the Fund amounting to $1,461 million in the year were reduced by a portion of the rebate paid by OPG under the Market Power Mitigation Agreement (MPMA) in the amount of $796 million leaving a net cost in OEFC of $665 million.

14. Contingencies and Guarantees

OEFC is involved in various legal actions arising out of the ordinary course and conduct of business, some of which relate to the former Ontario Hydro prior to the establishment of OEFC on April 1, 1999. Under the terms of the April 1, 1999 restructuring of Ontario Hydro, each successor entity (OPG, Hydro One, ESA and IMO, and their respective subsidiaries) is responsible for any liabilities relating to those operations of the former Ontario Hydro that were transferred to it. In the event any such liabilities remained with OEFC, the successor entity is also required to indemnify OEFC. With respect to legal actions relating to operations of Ontario Hydro that were retained by OEFC, the outcome and ultimate disposition of these legal actions is not determinable at this time. Accordingly, no provision for the above actions is reflected in the financial statements. Settlements of these contingencies, if any, will be reflected in the period in which settlement occurs.

Subject to a $10 million and $20 million deductible respectively, OEFC has agreed to indemnify Hydro One and OPG with respect to any adverse claim to title to any asset, right or thing transferred or intended to be transferred to the companies at April 1, 1999 and any failure of the transfer order to transfer such assets, rights or things and with respect to payment to or from or other dealing with any equity account of Ontario Hydro, including certain related litigation. The Province of Ontario has guaranteed any liability arising from these indemnifications.

OEFC is contingently liable under guarantees given to third parties that have provided long-term financing to certain independent power producers in connection with the power purchase agreements described in Note 10. These guarantees total approximately $113 million at March 31, 2003 (2002 - $124 million).

Corporate Governance

The Board of Directors

Bob Christie	Chair and Deputy Minister of Finance. [Appointed from September 2000 to September 2006]
Michael L. Gourley	Vice-Chair and Chief Executive Officer, Vice-Chair and Chief Executive Officer of the Ontario Financing Authority. [Appointed from July 2002 to June 2005]
Brian FitzGerald	Fellow of the Canadian Institute of Actuaries. [Appointed from March 2003 to March 2004]
Bryne Purchase	Deputy Minister, Ministry of Energy. [Appointed from April 2001 to March 2004]
Tom Sweeting	Assistant Deputy Minister, Office of the Budget and Taxation, Ministry of Finance. [Appointed from April 2001 to March 2004]
Bruce Macnaughton	Director, Pension and Income Security Policy Branch, Ministry of Finance. [Appointed from April 2001 to March 2004]
Robert Siddall	Chair, OEFC Audit Committee, Provincial Controller, Ministry of Finance. [Appointed from November 2002 to November 2005]
Karen Sadlier-Brown	Assistant Deputy Minister, Corporate and Electricity Finance Division, Ontario Financing Authority. [Appointed from July 2003 to July 2006]

Corporate Governance

Appointed by the Lieutenant Governor in Council, the Board of Directors is responsible for supervising OEFC's business. OEFC retains services from the Ontario Financing Authority (OFA) and the Ministry of Finance to carry out its daily operations. The Board of Directors meets at least quarterly. It monitors OEFC's financial performance and approves OEFC's financial policies and its business plan for each year.

The Minister of Finance reviews and approves the OEFC's annual business plan, which contains long- and short-term objectives and reports on accomplishments for the preceding year. In keeping with the government's Agency Establishment and Accountability Directive, once every three years the Minister of Finance recommends the OEFC business plan to Management Board of Cabinet for approval.

The OEFC Audit Committee supports the Board of Directors with the review and recommendation for approval of OEFC's financial statements. The Audit Committee also recommends the annual internal audit plan and reviews the findings of the internal auditors regarding the adequacy of internal controls. The OEFC Audit Committee has recommended to the Board that the legislation regarding the timing of the delivery and tabling of the Corporation's annual report, including audited financial statements, be made consistent with the timing of the Province's Public Accounts, because of the relationship of OEFC's statements to the Public Accounts.

OEFC's Board also has a NUG Committee. This committee makes decisions concerning OEFC's Power Purchase Agreements. Membership includes OEFC Directors representing the Ministry of Finance and the Ministry of Energy.

Corporate Policies

Overview and Structure

Board of Directors

- Reviews and approves key risk management policies.
- Supervises the management of the OEFC's debt portfolio and NUG power sales.

Audit Committee

- Oversees the financial reporting process on behalf of the Board of Directors.
- Reviews key risk management policies, internal audit reports and the financial statements.

Management Committees

Risk Management Committee

- Reviews daily market updates and outlook.
- Reviews current borrowing, investing and debt management positions and strategies.

Borrowing Strategy Committee

- Reviews economic conditions, fiscal plan and capital markets outlook.
- Reviews borrowing and debt management activities and management reports, cash flows and the annual financing charge forecast.
- Reviews operational limits and procedures related to financial operations.
- Approves amendments and exceptions to approved risk management policies and procedures.
- Approves risk management policies for recommendation to the Board of Directors.

Risk Control Division

- Monitors, measures and assesses market risks and performance associated with borrowing and NUG power sales.
- Develops and updates risk management policies in response to best industry practices in an evolving business environment and underlying risks of the programs and compliance with all policies on a timely basis to senior management and the Board of Directors.
- Monitors compliance with Board-approved policies, limits and procedures, and monitors portfolio performance and trends.
- Assesses counterparty credit risk and manages rating agency relations.

Risk Management Policies and Procedures for Borrowing and Debt Management

The OFA incurs credit, market, operational and liquidity risks for OEFC in managing the debt of OEFC. These risks are managed in accordance with risk management policies approved by the OEFC Board of Directors. The Board and management committees establish and approve risk management policies and monitor OEFC's compliance with the policies and the performance of the OFA's OEFC-related capital market activities.

OEFC has a number of policies in place to mitigate financial risks: market risk, credit risk, operational risk and risks related to the use of derivatives. These policies were developed following the Group of Thirty's best practices, the guidelines and directives of regulatory bodies, such as the Office of the Superintendent of Financial Institutions of Canada, the Bank for International Settlements (BIS), and consulting with Canadian bank representatives on their risk management practices.

With the advent of the electricity market and the exposures inherent in the management of the NUGs contracts and related transactions, policies specifically addressing these exposures were recommended to the Board of Directors and approved. These policies and associated procedures will be used to develop and implement an infrastructure for monitoring and assessing NUG-related exposures.

Market Risk

- Market Risk is the risk of financial loss attributable to changes in the values of financial indices including interest rates, credit spreads, foreign exchange rates and liquidity condition.
- This policy provides a framework for borrowing and integrates several aspects dealing with the management of market risk.
    - Foreign Exchange Exposure Limit - OEFC's exposure to unhedged foreign currencies is limited to 20 per cent of outstanding debt. This limit will be reduced to five per cent as soon as feasible and prudent. Foreign exchange exposures are limited to Group of Seven currencies and the Swiss franc or the equivalent currencies (i.e., the Euro).
    - Floating Rate Exposure - OEFC is limited to a maximum floating rate exposure of 20 per cent of debt.
    - Risk Management Loss Limits - The total amount of financial losses resulting from market risk and the default of counterparties shall not exceed a debt cost loss limit specified by the Board of Directors. Additionally, the CEO establishes a debt management trigger level to ensure that losses will not reach the debt cost loss limit. The trigger level is included in the Annual Financing and Debt Management Plan.
    - Risk Measurement - OEFC identifies and quantifies exposures to market risk in its Annual Financing and Debt Management Plan to ensure that risk exposures and losses remain within the approved exposure and loss limits. Exposure to market, credit and liquidity risk is measured daily.
    - Debt Maturity Profile - When issuing new debt on behalf of OEFC, the OFA will aim for a smooth debt maturity profile to diversify the interest rate risk for the refinancing of maturing and floating rate debt.

Credit Risk

Credit risk is risk that a counterparty does not meet, or defaults on its obligations. Credit risk arises when the OFA undertakes financial and derivative transactions on behalf of OEFC. The minimum credit rating of a counterparty for a new swap transaction is AA- and R1-mid for money market investments. The resulting exposure is capped at mark-to-market limits depending on the counterparty's credit rating and capital base.

Operational Risk

OEFC's operational risk is managed through procedures that deal with model risk, legal risk, settlement risk and information systems risks.

Model Risk

OEFC's pricing models are regularly reviewed for accuracy and compliance with industry standards. OEFC's valuation of financial instruments is also reviewed regularly.

Legal Risk

Procedures and standards have been implemented to ensure that documentation of OEFC debt issues, debt management and money market transactions meet industry standards and is enforceable.

Settlement Risk

On behalf of OEFC, the OFA has established internal control procedures and systems, involved external service providers and trained its staff to ensure that transactions are settled correctly and in a timely manner, are recorded accurately, and that service providers are appropriately involved.

Information Systems Risk

As OEFC's service provider, on behalf of OEFC, the OFA has taken measures to protect computer systems and access to the offices of the OFA, monitoring the computer room environment, the establishment of a back-up power source, regular data back-ups, off-site storage, firewalls to protect against unauthorized network intrusions and computer virus scanning. Security is reviewed periodically and when major changes occur.

Use of Derivatives

Derivatives are used solely to advance the objective of providing OEFC's financing and liquidity requirements in a sound and cost-effective manner. Derivatives are used to manage exposures arising from existing and planned debt, and in a manner consistent with the Annual Financing and Debt Management Plan. Risks arising from the use of derivatives are identified, monitored, evaluated and managed prudently.

Risk Management Policies for NUG Power Sales

Market Risk

The NUG Market Risk Policy for Electricity Risk Management provides for a framework governing the use of electricity derivatives for the program, as well as volumetric limits on the level of forward sales and financial loss limits. A key requirement for electricity forwards and other derivative contracts is OEFC's ability to price and measure the risk associated with them. The policy mandates an annual NUG risk management plan, which delineates the assumptions for the upcoming fiscal year, including economic and electricity price assumptions, base case and contingency plans for managing and diversifying risk, and supply availability assumptions. A risk assessment for all assumptions is also required.

Credit Risk

OEFC incurs credit risk in the course of its forward transactions with counterparties in the marketplace. This policy addresses that risk through minimum credit ratings and through exposure, term-, and concentration limits. Additionally, the policy sets out requirements for documentation and enforceability. Monitoring and reporting of credit exposures and credit quality are performed by Risk Control Division.

Supply Availability Risk

Supply Availability Risk is the risk associated with having to meet contractual obligations associated with portfolio hedging transactions through open market transactions. As with financial market activities, management of OEFC's NUGs electricity generation portfolio must assess both market and counterparty credit risks. In addition, managing these risks is further complicated by such risks as equipment breakdown, fuel availability and fuel costs, all of which could affect OEFC's ability to meet its contractual obligations through NUGs supply.

Risk Management Reporting

At its regular quarterly meetings, the OEFC Board of Directors is informed of OEFC's activities, positions and risk exposures through three types of reports:

- CEO's report;
- Exposure and performance report; and
- Exception report provided by the Director of Risk Control, OFA.

OEFC's Annual Financing and Debt Management Plan, which indicates how OEFC risk exposures and losses will be maintained within the approved exposure and loss limits, is approved by the Board of Directors each year.

The CEO provides the Board of Directors with a progress report on the implementation of the Annual Financing and Debt Management Plan, staffing and other administrative and operational matters. The CEO also reports on OEFC's compliance with applicable government directives, and OFA Legal Counsel reports on compliance with applicable laws.

In addition, OFA Management is kept informed of OEFC's risk exposures and positions on a daily basis.

Additional Sources of Information

Internet

Ontario Electricity Financial Corporation **www.oefc.on.ca**

Provides information on OEFC's debt, the Board of Directors, and contains other related publications.

Ontario Financing Authority (OFA) **www.ofina.on.ca**

Provides a description of the OFA's activities, Ontario debt issues and retail products and contains publications from the OFA and the Ontario Ministry of Finance.

Other Links

Ministry of Finance	www.fin.gov.on.ca
Ministry of Energy	www.ene.gov.on.ca
Ontario Power Generation Inc.	www.opg.com
Hydro One Inc.	www.hydroone.com
Ontario Electrical Safety Authority	www.esainspection.net
Independent Electricity Market Operator	www.iemo.com

Inquiries

For general information and additional copies of this annual report, please contact:

Investor Relations, Capital Markets Division

Telephone: (416) 325-8000

E-mail: investor@oefc.on.ca

Ontario Electricity Financial Corporation
1 Dundas Street West, Suite 1400
Toronto, Ontario
M7A 1Y7
Canada

Telephone: 416-325-8000

investor@oefc.on.ca
www.oefc.on.ca

© Queen's Printer for Ontario
ISSN 1492-7543

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Rapport annuel 2003

Ontario

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Survol de la Société

La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO), qui est un organisme provincial, est une personne morale sans capital-actions qui a remplacé Ontario Hydro.

La SFIÉO profite des services de l'Office ontarien de financement (OOF) et du ministère des Finances pour exécuter ses tâches courantes. L'OOF est un organisme provincial chargé de mener les opérations d'emprunt et de gestion de la dette de la Province. Il gère les portefeuilles d'instruments dérivés et des producteurs privés d'électricité (PPÉ) de la SFIÉO et lui fournit des services de gestion de trésorerie, ainsi que d'autres services comptables, financiers et de soutien. Le ministère des Finances gère la perception et la déclaration des paiements en remplacement d'impôts pour le compte de la SFIÉO.

Le conseil d'administration de la SFIÉO supervise les activités de cette dernière, à savoir :

- Gérer l'encours de la dette et les instruments dérivés, les risques financiers, ainsi que les autres passifs de l'ancienne Ontario Hydro;
- Gérer les contrats d'achat d'électricité à long terme et fournir l'infrastructure connexe de gestion des risques;
- Gérer le Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité;
- Recevoir les paiements et administrer les actifs, les passifs, les droits et les obligations de la Société qui n'ont pas fait l'objet d'un transfert aux autres sociétés remplaçant Ontario Hydro, et en disposer de la façon qu'elle juge appropriée ou selon les directives du ministre des Finances;
- Remplir toute fonction supplémentaire exigée par le lieutenant-gouverneur en conseil.

Table des matières

Message du président 5

Analyse par la direction 7

Faits saillants de 2002-2003

Aperçu des résultats financiers

Revenus

Dépenses

Programme d'emprunt

Gestion de la dette

Dette insurmontable et reliquat de la dette insurmontable

Dette et passif

Gestion des risques

Gestion des contrats d'achat d'électricité

Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité

Objectifs pour 2003-2004

États financiers 13

Responsabilité relative à la présentation de l'information financière

Rapport du vérificateur

Bilan consolidé

État consolidé des revenus, des dépenses et du passif non provisionné

État consolidé des flux de trésorerie

Notes afférentes aux états financiers

Gouvernance 26

Conseil d'administration

Politiques générales

Sources de renseignements supplémentaires 31

Message du président

Je suis heureux de présenter le Rapport annuel 2003 de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO). Le présent rapport décrit les objectifs et les responsabilités de la SFIÉO, les faits saillants de son exploitation et ses résultats financiers pour l'exercice terminé le 31 mars 2003.

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, l'objectif premier de la SFIÉO est de gérer de manière efficiente et prudente l'encours de la dette et les instruments dérivés ainsi que certains autres passifs de l'ancienne Ontario Hydro et d'en assurer, à terme, le remboursement.

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2003, les revenus ont totalisé 3 797 millions de dollars et les dépenses, 3 895 millions de dollars, soit une insuffisance des revenus sur les dépenses de 98 millions de dollars, comparativement à l'insuffisance de 69 millions de dollars de l'an dernier. En 2002-2003, la Province a comblé les besoins d'emprunt de la SFIÉO, ce qui comprenait une somme de 2 775 millions de dollars à l'égard de titres d'emprunt à long terme, au moyen de 2 084 millions provenant de la vente d'effets de Hydro One qu'elle détenait depuis le 1er avril 1999 et de l'émission de titres d'emprunt à long terme totalisant 967 millions de dollars.

Au cours de l'exercice, la SFIÉO a réalisé ses objectifs de gestion rentable des emprunts et de la dette et de gestion prudente des risques, négocié la révision des contrats passés avec les producteurs privés d'électricité (PPÉ) pour faciliter l'intégration de ces derniers au marché concurrentiel de l'électricité, et continué de développer l'infrastructure nécessaire à la gestion des contrats des PPÉ et des engagements connexes sur un marché concurrentiel, de manière rentable et prudente.

Le 9 décembre 2002, le gouvernement a adopté la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* afin de geler à 4,3 cents le kilowatt-heure (kWh) au moins jusqu'en 2006 le prix de l'électricité que paient les consommateurs désignés et ceux à faible volume. La SFIÉO est chargée de gérer le Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité qui a été créé en vertu de la Loi.

La SFIÉO continuera de surveiller les répercussions qu'aura l'évolution de l'industrie de l'électricité sur les résultats d'exploitation de la Société au cours de l'exercice 2003-2004.

Bob Christie
Président

Analyse par la direction

La SFIÉO a réalisé les principaux objectifs qu'elle s'était fixés pour l'exercice 2002-2003, à savoir :

- Assurer une gestion économique des emprunts et de la dette et une gestion prudente des risques.
- Négocier la révision de certains contrats passés avec les producteurs privés d'électricité (PPÉ) en vue de l'ouverture du marché de l'électricité.
- Poursuivre l'élaboration de l'infrastructure nécessaire pour assurer une gestion économique et prudente des contrats passés avec les PPÉ et des risques connexes dans un marché concurrentiel.
- Gérer le Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité établi aux termes de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*.

Faits saillants de 2002-2003

- Une tranche de 1,9 milliard de dollars d'effets de Hydro One que la SFIÉO détenait depuis le 1er avril 1999 a été vendue, ce qui a permis à la SFIÉO de réaliser un gain de 206 millions. Cette opération a constitué le plus important échange de titres d'emprunt d'entreprise jamais réalisé sur le marché canadien des titres d'emprunt.
- L'encours total de la dette de la SFIÉO a été amputé de 2,5 milliards de dollars pour s'établir à 26,8 milliards, contre 29,4 milliards au 31 mars 2002.
- La proportion de l'encours total de la dette de la SFIÉO exposée aux fluctuations des devises est passée de 7,5 à 6,3 % la baisse totalise 14,5 % depuis la création de la SFIÉO, en 1999.

Aperçu des résultats financiers

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2003, les revenus ont totalisé 3 797 millions de dollars et les dépenses, 3 895 millions de dollars, soit une insuffisance des revenus sur les dépenses de 69 millions de dollars.

Revenus

Les revenus de la SFIÉO pour 2002-2003 ont totalisé 3 797 millions de dollars, soit 253 millions de plus qu'en 2002. Ces revenus comprennent la redevance de liquidation de la dette (RLD) et le montant résiduel des recettes générales jusqu'à l'ouverture du marché; des paiements en remplacement d'impôts; un revenu d'intérêt provenant de la Province, d'OPG, de Hydro One et de la SIGMÉ; le produit de la vente d'électricité; une réduction nette des contrats de vente d'électricité; un gain provenant de la vente d'effets de Hydro One; et un revenu réservé au secteur de l'électricité.

La RLD, qui a remplacé le montant résiduel des recettes générales lorsque le marché ontarien de l'électricité a été ouvert à la concurrence le 1er mai 2002, a totalisé 889 millions de dollars sur 11 mois en 2002-2003.

Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2003, OPG et Hydro One ont touché un bénéfice totalisant 717 millions de dollars. Compte tenu du coût, pour la Province, du financement de son investissement dans ses filiales d'électricité, soit 520 millions, la SFIÉO a enregistré un revenu réservé au secteur de l'électricité de 197 millions. En 2001-2002, le revenu total des filiales n'a pas dépassé le coût du financement de la Province.

En février 2003, OPG a convenu avec la SFIÉO de reporter un paiement relativement à un principal de 700 millions de dollars payable à la SFIÉO à l'égard d'effets de premier rang en reportant l'échéance de deux ans. Les taux d'intérêt sur ces effets demeurent inchangés.

Dépenses

Les dépenses de la SFIÉO en 2002-2003 ont totalisé 3 895 millions de dollars, soit 282 millions de plus qu'en 2002. Ces dépenses comprennent les intérêts sur la dette et sur le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire, l'amortissement de frais d'emprunt reportés, les crédits affectés au Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité, l'achat d'électricité, des frais de garantie d'emprunt et des dépenses d'exploitation.

Programme d'emprunt

En 2002-2003, la Province a comblé les besoins d'emprunt de la SFIÉO, ce qui comprenait une somme de 2 775 millions de dollars à l'égard de titres d'emprunt à long terme, au moyen de 2 084 millions provenant de la vente d'effets de Hydro One qu'elle détenait depuis le 1er avril 1999 et de l'émission de titres d'emprunt à long terme totalisant 967 millions de dollars.

Les emprunts à long terme ont été financés au moyen de deux émissions internationales de la Province libellées en dollars US et par deux émissions intérieures dont le produit a été prêté à la SFIÉO :

- une tranche de 425 millions de dollars CAN provenant d'une portion d'une émission internationale de 750 millions de dollars US venant à échéance en décembre 2005;
- une tranche de 447 millions de dollars CAN d'une émission internationale de 300 millions US de dollars venant à échéance en mars 2008;
- des débentures non publiques totalisant 95 millions de dollars CAN venant à échéance en janvier et en juin 2022.

Gestion de la dette

Le remboursement des obligations de la SFIÉO demeure prioritaire et fait partie intégrante des objectifs de la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, un plan de remboursement à long terme de la dette sans sortir du cadre du secteur a été élaboré. Le Plan de remboursement de la dette à long terme prévoit à l'heure actuelle que les obligations de la SFIÉO seront sans doute éteintes en 2012.

Plan de remboursement de la dette

Les obligations de la SFIÉO seront remboursées à partir des sources suivantes :

Effets à recevoir

La SFIÉO reçoit des paiements de principal et d'intérêt de la Province, d'Ontario Power Generation Inc. (OPG), de Hydro One et de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) par suite de la restructuration du secteur de l'électricité.

Paiements en remplacement d'impôts

La SFIÉO reçoit des paiements en remplacement d'impôt sur les bénéfices des sociétés, d'impôt sur le capital et d'impôt foncier de la part d'OPG, de Hydro One et des services municipaux de distribution de l'électricité (SMÉ).

Redevance de liquidation de la dette (RLD)

La RLD a été instauré le 1er mai 2002, date d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence; elle est à la charge des consommateurs d'électricité. Elle est administrée par le ministère des Finances pour le compte de la SFIÉO et sera abolie après remboursement de la dette insurmontable. Avant le 1er mai 2002, la SFIÉO recevait le montant résiduel des recettes générales du réseau. Géré par OPG, le réseau percevait les revenus auprès des consommateurs d'électricité, payait les charges d'exploitation d'OPG, de Hydro One et de la SIGMÉ et versait le montant résiduel à la SFIÉO.

Revenu réservé au secteur de l'électricité

Conformément à l'engagement du gouvernement de garder les revenus tirés de l'électricité dans le secteur, l'excédent des bénéfices nets combinés d'OPG et de Hydro One sur les intérêts débiteurs de la Province sur sa participation dans ses filiales de l'industrie de l'électricité sera réservé au remboursement de la dette de la SFIÉO.

Dette insurmontable et reliquat de la dette insurmontable

La SFIÉO a pris en charge pour environ 38,1 milliards de dollars de dettes et autres passifs de l'ancienne Ontario Hydro lors de la restructuration du secteur ontarien de l'électricité, le 1er avril 1999. Dans le cadre de cette restructuration, la SFIÉO a reçu au total 17,2 milliards de dollars en effets à payer dus par la Province, OPG, Hydro One et la SIGMÉ. La différence, soit environ 20,9 milliards de dollars, représente la « dette insurmontable » qui est définie, dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, comme étant le montant de la dette et d'autres passifs de la SFIÉO dont le service et le remboursement ne peuvent raisonnablement être assurés dans un marché de l'électricité concurrentiel.

La *Loi de 1998 sur l'électricité* oblige les entités remplaçantes et les SME à verser à la SFIÉO des paiements en remplacement d'impôts afin d'assurer le service de la dette insurmontable. Au 1er avril 1999, la valeur actualisée de ces revenus était estimée à 13,1 milliards de dollars, ce qui laissait un reliquat de dette insurmontable de 7,8 milliards de dollars, d'après les estimations. La Loi prévoit également le versement, par les consommateurs, d'une redevance de liquidation de la dette (RLD) à la SFIÉO jusqu'au remboursement de ce reliquat.

Au 1er avril 1999, le passif non provisionné (la dette insurmontable découlant de la restructuration du secteur de l'électricité à recouvrer auprès des contribuables) de 19,4 milliards de dollars de la SFIÉO comprenait le passif (susmentionné) de 38,1 milliards de dollars moins les effets à payer (17,2 milliards) et moins les prêts en cours et autres actifs de 1,5 milliard.

Le passif non provisionné s'élevait à 20,2 milliards de dollars au 31 mars 2003.

Dette et passif

L'encours total de la dette de la SFIÉO a diminué de 2,5 milliards de dollars pour s'établir à 26,8 milliards au 31 mars 2003. La SFIÉO a réduit l'encours total de sa dette de plus de 4,5 milliards par rapport au sommet du 31 mars 2000.

La dette et le passif de la SFIÉO totalisent 34,7 milliards de dollars au 31 mars 2003, en baisse comparativement à 37,6 milliards au 31 mars 2002.

Le 5 mars 2003, avec l'accord préalable de Hydro One, la SFIÉO a achevé la vente d'effets de cette dernière dont la valeur nominale s'élevait à 1 878 millions de dollars. La SFIÉO a ainsi réalisé un gain de 206 millions puisque le taux de l'intérêt payable sur ces effets était supérieur aux taux du marché, ce qui a permis à la Province de réduire la dette totale de la SFIÉO. L'échéance des effets varie entre janvier 2004 et août 2007 et le taux des coupons, entre 5,375 % et 14,25 %. Pour faciliter la vente de ces effets sur les marchés publics de capitaux du Canada, la SFIÉO et Hydro One ont convenu de restructurer la dette en convertissant les coupons et les montants de principal pour tenir compte des taux d'intérêt en vigueur. Cette opération a constitué le plus important échange de titres d'emprunt d'entreprise jamais réalisé sur le marché canadien des titres d'emprunt.

Pour de plus amples renseignements au sujet de la dette et des autres passifs, voir les notes 8 à 12 afférentes aux états financiers.

Gestion des risques

La SFIEO a mis en place des politiques et des procédures de gestion des risques pour mieux gérer son exposition aux risques opérationnels, de marché et de crédit, surtout à l'égard de ses portefeuilles d'instruments dérivés et des producteurs privés d'électricité (PPE), ainsi que de ses opérations sur les marchés de capitaux. On trouvera dans la section portant sur les politiques générales une description des politiques de gestion des risques adoptées par la Société.

Exposition au risque (pourcentage de l'encours de la dette)	2003	2002	Limite en vertu de la politique
Risque de change	6,3	7,5	20,0*
Risque de taux d'intérêt (déduction faite des provisions liquides)	13,5	9,8	20,0

*La limite relative au risque de change sera ramenée à 5 % dès qu'il sera possible et prudent de le faire, 31 mars 2003.

L'exposition de la SFIEO aux risques de change et de taux d'intérêt est demeurée conforme aux limites prévues par les politiques, qui s'établissaient à 20 % en 2002-2003.

La proportion de la dette totale de la SFIEO sujette aux fluctuations de change a reculé à 6,3 % grâce à l'application de stratégies actives de gestion de la dette et de couverture, qui ont profité de l'appréciation du dollar canadien pour réduire la proportion de la dette de la SFIEO sujette aux fluctuations de change. La réduction de l'exposition au risque de change était conforme au Plan annuel de financement et de gestion de la dette de la SFIEO. Quand l'OOF a pris en charge la gestion de la dette de la SFIEO, la proportion de la dette totale exposée aux fluctuations de change s'élevait à 14,5 %.

La proportion de la dette de la SFIEO exposée aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme était de 13,5 % au 31 mars 2003.

Lorsqu'il émet de nouveaux titres d'emprunt pour le compte de la SFIEO, l'OOF s'efforce d'obtenir un profil d'échéances régulier afin de diversifier le risque de taux pour le refinancement de la dette venue à échéance et de la dette à taux variable.

La SFIEO a par ailleurs élaboré la politique relative au risque de marché associé aux PPE ainsi que la politique relative aux risques de crédit et risques juridiques connexes pour tenir compte des risques associés à la vente d'électricité dans le cadre de contrats passés avec des SME. Ces contrats comportent des risques tant dans le marché des capitaux que dans celui des marchandises.

Gestion des contrats d'achat d'électricité

À la fin des années 80 et au début des années 90, l'ancienne Ontario Hydro a conclu environ 90 CAE à long terme avec des PPE de l'Ontario. Ces CAE, qui viennent à échéance à diverses dates jusqu'en l'an 2048, représentent une capacité de production de quelque 1 700 MW et des déboursés annuels d'environ 750 millions de dollars. Les CAE représentent entre 6 % et 8 % de la capacité de production disponible pour répondre aux besoins énergétiques de l'Ontario.

Ces contrats relèvent maintenant de la SFIEO, à titre de personne morale ayant remplacé Ontario Hydro. La valeur actualisée des flux de trésorerie (VAFT) découlant de ce passif a été établie à 4 286 millions de dollars depuis que la SFIEO a succédé à Ontario Hydro le 1er avril 1999. Étant donné l'ouverture du marché de l'électricité au cours du présent exercice, le modèle de la VAFT a été mis à jour en date du 31 mars 2003, ce qui a ramené le passif estimatif de 4 286 à 3 745 millions. Ce changement sera amorti sur dix ans. En outre, chaque année, l'intérêt calculé au taux de la VAFT est ajouté au passif et le montant estimatif de la perte en cours d'exercice du modèle de la VAFT est déduit du passif. On trouvera des précisions à la note 10 afférente aux états financiers.

La SFIEO a confié à UBS Warburg Energy (Canada) Ltd. la gestion des services de règlement des CAE avec les PPE, la mise en place de systèmes et de procédures pour administrer les CAE sur le marché libre de l'électricité, de même que l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies de couverture du risque de prix de la SFIEO en

Gestion des risques

La SFIÉO a mis en place des politiques et des procédures de gestion des risques pour mieux gérer son exposition aux risques opérationnels, de marché et de crédit, surtout à l'égard de ses portefeuilles d'instruments dérivés et des producteurs privés d'électricité (PPÉ), ainsi que de ses opérations sur les marchés de capitaux. On trouvera dans la section portant sur les politiques générales une description des politiques de gestion des risques adoptées par la Société.

Exposition au risque (pourcentage de l'encours de la dette)	2003	2002	Limite en vertu de la politique
Risque de change	6,3	7,5	20,0*
Risque de taux d'intérêt (déduction faite des provisions liquides)	13,5	9,8	20,0

*La limite relative au risque de change sera ramenée à 5 % dès qu'il sera possible et prudent de le faire. 31 mars 2003

L'exposition de la SFIÉO aux risques de change et de taux d'intérêt est demeurée conforme aux limites prévues par les politiques, qui s'établissaient à 20 % en 2002-2003.

La proportion de la dette totale de la SFIÉO sujette aux fluctuations de change a reculé à 6,3 % grâce à l'application de stratégies actives de gestion de la dette et de couverture, qui ont profité de l'appréciation du dollar canadien pour réduire la proportion de la dette de la SFIÉO sujette aux fluctuations de change. La réduction de l'exposition au risque de change était conforme au Plan annuel de financement et de gestion de la dette de la SFIÉO. Quand l'OOF a pris en charge la gestion de la dette de la SFIÉO, la proportion de la dette totale exposée aux fluctuations de change s'élevait à 14,5 %.

La proportion de la dette de la SFIÉO exposée aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme était de 13,5 % au 31 mars 2003.

Lorsqu'il émet de nouveaux titres d'emprunt pour le compte de la SFIÉO, l'OOF s'efforce d'obtenir un profil d'échéances régulier afin de diversifier le risque de taux pour le refinancement de la dette venue à échéance et de la dette à taux variable.

La SFIÉO a par ailleurs élaboré la politique relative au risque de marché associé aux PPÉ ainsi que la politique relative aux risques de crédit et risques juridiques connexes pour tenir compte des risques associés à la vente d'électricité dans le cadre de contrats passés avec des SME. Ces contrats comportent des risques tant dans le marché des capitaux que dans celui des marchandises.

Gestion des contrats d'achat d'électricité

À la fin des années 80 et au début des années 90, l'ancienne Ontario Hydro a conclu environ 90 CAÉ à long terme avec des PPÉ de l'Ontario. Ces CAÉ, qui viennent à échéance à diverses dates jusqu'en l'an 2048, représentent une capacité de production de quelque 1 700 MW et des débours annuels d'environ 750 millions de dollars. Les CAÉ représentent entre 6 % et 8 % de la capacité de production disponible pour répondre aux besoins énergétiques de l'Ontario.

Ces contrats relèvent maintenant de la SFIÉO, à titre de personne morale ayant remplacé Ontario Hydro. La valeur actualisée des flux de trésorerie (VAFT) découlant de ce passif a été établie à 4 286 millions de dollars depuis que la SFIÉO a succédé à Ontario Hydro le 1er avril 1999. Étant donné l'ouverture du marché de l'électricité au cours du présent exercice, le modèle de la VAFT a été mis à jour en date du 31 mars 2003, ce qui a ramené le passif estimatif de 4 286 à 3 745 millions. Ce changement sera amorti sur dix ans. En outre, chaque année, l'intérêt calculé au taux de la VAFT est ajouté au passif et le montant estimatif de la perte en cours d'exercice du modèle de la VAFT est déduit du passif. On trouvera des précisions à la note 10 afférente aux états financiers.

La SFIÉO a confié à UBS Warburg Energy (Canada) Ltd. la gestion des services de règlement des CAÉ avec les PPÉ, la mise en place de systèmes et de procédures pour administrer les CAÉ sur le marché libre de l'électricité, de même que l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies de couverture du risque de prix de la SFIÉO en

marge de la vente d'électricité. La SFIÉO continue de négocier les modifications aux contrats passés avec les PPÉ pour faire en sorte qu'ils répondent aux exigences du marché libre de l'électricité.

Un cadre stratégique pour la gestion prudente des risques liés aux ventes d'électricité aux PPÉ dans le cadre des CA, comprenant des politiques de gestion du risque de marché et de crédit, a été approuvé. Ces politiques jettent les bases de l'évaluation, de la supervision et de la déclaration des risques du marché de l'électricité et de crédit, et leur structure s'apparente à celle des politiques correspondantes de gestion des risques traditionnels du marché financier et de crédit.

Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité

Le 1er mai 2002, le marché de l'électricité a été ouvert à la concurrence en Ontario. Sous le nouveau régime, le prix de gros de l'électricité est déterminé par l'offre et la demande en situation de concurrence.

Même si le marché de gros continue de fonctionner dans un contexte pleinement concurrentiel, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* (la « Loi ») a été adoptée le 9 décembre 2002 de manière que le prix de l'électricité que paient les consommateurs désignés et ceux à faible volume soit gelé à 4,3 cents le kilowatt-heure (kWh) au moins jusqu'en 2006. La SFIÉO est chargée de gérer le Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité (le « Fonds ») qui a été créé aux termes de la Loi.

Gestion du Fonds

La SFIÉO doit verser à la SIGMÉ ou recevoir de cette dernière tout écart entre le prix courant sur le marché (le « prix au comptant ») et les 4,3 cents le kWh facturés aux clients désignés en vertu de la Loi.

- Si les prix au comptant dépassent 4,3 cents le kWh, la SFIÉO versera à la SIGMÉ un montant égal au produit de cet écart et de la quantité d'électricité consommée. La SIGMÉ réduira les montants payables par les distributeurs au titre de la quantité consommée d'un montant correspondant, à concurrence de 4,3 cents le kWh.
- Si les prix au comptant sont inférieurs à 4,3 cents le kWh, la SFIÉO recevra de la SIGMÉ un montant égal au produit de cet écart et de la quantité d'électricité consommée. La SIGMÉ ajoutera aux montants payables par les distributeurs au titre de la quantité consommée un montant correspondant, à concurrence de 4,3 cents le kWh.

Les crédits du Fonds proviendront en bonne partie de la fraction de la remise prévue par l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché payée par OPG qui est attribuable aux consommateurs désignés et à ceux à faible volume. Le remboursement initial de 75 $ versé aux consommateurs pour la période du 1er mai au 30 novembre 2002 a été prélevé sur le passif d'OPG au titre de la remise prévue par l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Les coûts nets ont été plus élevés que prévu au départ en raison de prix supérieurs aux prévisions attribuables à un hiver long et rigoureux. Les coûts de programmes ont aussi été plus élevés que prévu au départ en raison de la hausse des frais de maintien des droits contractuels des détaillants. Les résultats annuels du Fonds devraient afficher une nette amélioration à mesure que l'offre d'électricité augmentera et fera baisser les prix.

Les états financiers indiquent les dépenses nettes du Fonds pour le présent exercice. On trouvera des précisions au sujet du Fonds à la note 13 afférente aux états financiers.

Objectifs pour 2003-2004

Les activités de la SFIÉO en 2003-2004 cibleront les objectifs organisationnels suivants :

- Continuer de fournir des services d'emprunt, de gestion des risques, de gestion de la trésorerie, bancaires et de comptabilité selon les besoins pour gérer et rembourser l'encours de la dette et les contrats de dérivés de l'ancienne Ontario Hydro;

- Participer à la mise en œuvre des décisions stratégiques du gouvernement dans le dossier de l'électricité, et coordonner les questions économiques et financières intéressant l'industrie. À cette fin, gérer le Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité, gérer les rapports financiers avec les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro (Hydro One, Ontario Power Generation Inc. (OPG) et la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité) et aider le ministère de l'Énergie et le ministère des Finances à analyser et à lancer de nouvelles initiatives d'approvisionnement, comme le projet d'aménagement d'installations temporaires de production en prévision de l'été et de l'automne 2003;

- Continuer de négocier la révision des contrats passés avec les producteurs privés d'électricité (PPÉ) pour en assurer la conformité avec le régime d'un marché concurrentiel. Développer et mettre en place l'infrastructure nécessaire à la gestion des contrats des PPÉ et des engagements connexes sur un marché concurrentiel, de manière rentable et prudente, et à leur intégration au marché de l'électricité géré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ);

- Rembourser la dette de la SFIÉO envers le fonds de cessation de l'exploitation de centrales nucléaires relativement aux centrales de l'ancienne Ontario Hydro.

États financiers

Responsabilité relative à la présentation de l'information financière

Rapport du vérificateur

Bilan consolidé

État consolidé des revenus, des dépenses et du passif non provisionné

État consolidé des flux de trésorerie

Notes afférentes aux états financiers

Responsabilité relative à la présentation de l'information financière

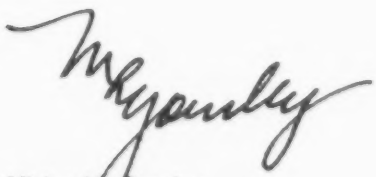
Les états financiers consolidés ci-joints de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario ont été dressés selon les principes comptables recommandés aux administrations publiques par l'Institut Canadien des Comptables Agréés et sont la responsabilité de la direction. La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations fondées sur les meilleurs jugements de la direction, particulièrement lorsque l'issue d'opérations courantes ne peut être déterminée avec certitude avant des exercices ultérieurs. Les états financiers ont été dressés correctement compte tenu de l'importance relative et à la lumière des renseignements disponibles le 25 juillet 2003.

La direction maintient un système de contrôles internes conçus pour fournir l'assurance raisonnable que l'actif est protégé et qu'une information financière fiable est disponible en temps opportun. Le système comprend des politiques et des procédés formels ainsi qu'une structure organisationnelle prévoyant la délégation appropriée des pouvoirs et la séparation adéquate des responsabilités. Les Services de vérification interne du ministère des Finances évaluent de manière continue l'efficacité de ces contrôles internes et présentent leurs conclusions à la direction ainsi qu'au comité de vérification du conseil d'administration.

Il incombe au conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité de vérification, de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et le vérificateur externe pour étudier les questions soulevées par ces derniers et pour passer en revue les états financiers avant d'en recommander l'approbation au conseil d'administration.

Les états financiers ont été vérifiés par le vérificateur provincial. Sa responsabilité consiste à exprimer une opinion à savoir si les états financiers donnent une image fidèle de la situation selon les principes comptables recommandés aux administrations publiques par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Dans son rapport présenté à la page suivante, le vérificateur précise l'étendue de son examen et exprime son opinion.

Au nom de la direction,



Michael E. Gourley
Vice-président et chef de la direction

Office of the
Provincial Auditor
of Ontario

Bureau du
vérificateur provincial
de l'Ontario

Box 105, 15th Floor, 20 Dundas Street West, Toronto, Ontario M5G 2C2
B.P. 105, 15e étage, 20, rue Dundas ouest, Toronto (Ontario) M5G 2C2
(416) 327-2381 Fax: (416) 327-9862

Rapport du vérificateur

À la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
et à la ministre des Finances

J'ai vérifié le bilan consolidé de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario au 31 mars 2003 et les états consolidés des revenus, des dépenses, du passif non provisionné et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2003 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables recommandés aux administrations publiques par l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Toronto (Ontario)
Le 25 juillet 2003

Erik Peters, FCA
Vérificateur provincial

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

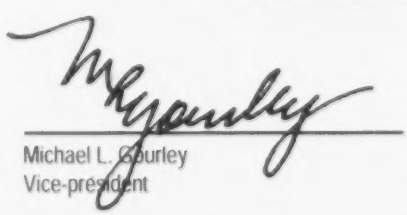
Bilan consolidé au 31 mars 2003

(en millions de dollars)

	2003	2002
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et quasi-espèces (Note 5)	3 $	23 $
Débiteurs	248	292
Intérêts à recevoir	31	106
Tranche à court terme des effets à recevoir (Note 7)	651	443
	933	864
Paiements en remplacement d'impôts à recevoir (Note 12)	218	236
Sommes à recouvrer de la Province de l'Ontario (Notes 6 et 12)	351	524
Effets à recevoir et prêts en cours (Note 7)	12 337	14 949
Frais d'emprunt reportés	673	905
	14 512 $	17 478 $
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs	210 $	442 $
Intérêts à payer	556	659
Effets à payer à court terme (Note 8)	3 413	3 996
Tranche à court terme de la dette à long terme (Note 8)	1 665	2 548
	5 844	7 645
Dette à long terme (Note 8)	21 752	22 820
Contrats d'achat d'électricité (CAÉ) (Note 10)	4 125	4 286
Passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (Note 11)	2 974	2 812
	34 695	37 563
PASSIF NON PROVISIONNÉ (Notes 4 et 12)	(20 183)	(20 085)
Éventualités et garanties (Note 14)		
	14 512 $	17 478 $

Au nom du conseil d'administration :

Bob Christie
Président



Michael L. Courley
Vice-président

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

État consolidé des revenus, des dépenses et du passif non provisionné

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2003

(en millions de dollars)

	2003	2002
REVENUS		
Redevance de liquidation de la dette (Note 1)	889 $	- $
Montant résiduel des recettes générales (Note 1)	24	1 296
Paiements en remplacement d'impôts (Note 12)	711	387
Intérêts	964	1 028
Ventes d'électricité (Note 10)	635	815
Réduction nette des CAÉ (Note 10)	161	-
Revenu réservé au secteur de l'électricité (Notes 6 et 12)	197	-
Produit de la vente des effets de Hydro One (Note 7)	206	-
Autres	10	18
Total des revenus	3 797	3 544
DÉPENSES		
Intérêts – Dette à court terme	147	113
– Dette à long terme	1 867	2 223
Intérêts sur le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (Note 11)	162	153
Amortissement des frais d'emprunt reportés	105	140
Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité (Note 13)	665	-
Achats d'électricité (Note 10)	786	815
Frais de garantie d'emprunt	147	153
Exploitation	16	16
Total des dépenses	3 895	3 613
Insuffisance des revenus sur les dépenses	98	69
Passif non provisionné, au début de l'exercice	20 085	20 016
Passif non provisionné, à la fin de l'exercice	20 183 $	20 085 $

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

Societe financiere de l'industrie de l'electricite de l'Ontario
Bilan consolide au 31 mars 2003

(en millions de dollars)

	2003	2002
ACTIF		
Actif a court terme		
Encaisse et quasi-especes (Note 5)	3 $	23 $
Debiteurs	248	292
Interets a recevoir	31	106
Tranche a court terme des effets a recevoir (Note 7)	651	443
	933	864
Paiements en remplacement d'impots a recevoir (Note 12)	218	236
Sommes a recouvrer de la Province de l'Ontario (Notes 6 et 12)	351	524
Effets a recevoir et prets en cours (Note 7)	12 337	14 949
Frais d'emprunt reportes	673	905
	14 512 $	17 478 $
PASSIF		
Passif a court terme		
Crediteurs	210 $	442 $
Interets a payer	556	659
Effets a payer a court terme (Note 8)	3 413	3 996
Tranche a court terme de la dette a long terme (Note 8)	1 665	2 548
	5 844	7 645
Dette a long terme (Note 8)	21 752	22 820
Contrats d'achat d'electricite (CAE) (Note 10)	4 125	4 286
Passif decoulant du financement de la production d'energie nucleaire (Note 11)	2 974	2 812
	34 695	37 563
PASSIF NON PROVISIONNE (Notes 4 et 12)	(20 183)	(20 085)
Eventualites et garanties (Note 14)		
	14 512 $	17 478 $

Au nom du conseil d'administration

Bob Christie
President

Michael L. Courtney
Vice-president

Se reporter aux notes afferentes aux etats financiers.

Societe financiere de l'industrie de l'electricite de l'Ontario

Etat consolide des revenus, des depenses et du passif non provisionne

Pour l'exercice termine le 31 mars 2003

(en millions de dollars)

	2003	2002
REVENUS		
Redevance de liquidation de la dette (Note 1)	889 $	$
Montant residuel des recettes generales (Note 1)	24	1 296
Paiements en remplacement d'impots (Note 12)	711	387
Interets	964	1 023
Ventes d'electricite (Note 10)	635	815
Reduction nette des CAE (Note 10)	161	
Revenu reserve au secteur de l'electricite (Notes 5 et 12)	197	
Produit de la vente des effets de Hydro One (Note 7)	206	
Autres	10	19
Total des revenus	3 797	3 544
DEPENSES		
Interets – Dette a court terme	147	113
– Dette a long terme	1 867	2 223
Interets sur le passif decoulant du financement de la production d'energie nucleaire (Note 11)	162	153
Amortissement des frais d'emprunt reportes	105	140
Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'electricite (Note 13)	665	
Achats d'electricite (Note 10)	786	815
Frais de garantie d'emprunt	147	153
Exploitation	16	16
Total des depenses	3 895	3 673
Insuffisance des revenus sur les depenses	98	69
Passif non provisionne, au debut de l'exercice	20 085	20 016
Passif non provisionne, a la fin de l'exercice	20 183 $	20 085 $

Se reporter aux notes afferentes aux etats financiers.

Societe financiere de l'industrie de l'electricite de l'Ontario

Etat consolide des flux de tresorerie

Pour l'exercice termine le 31 mars 2003

(en millions de dollars)

	2003	2002
FLUX DE TRESORERIE AFFECTES A L'EXPLOITATION		
Insuffisance des revenus sur les depenses	98 $	69 $
Rajustements :		
Amortissement des frais d'emprunt reportes	(105)	(140)
Reduction nette des CAE (Note 10)	161	-
Interets sur le passif decoulant du financement de la production d'energie nucleaire (Note 11)	(162)	(153)
Paiements en remplacement d'impots a recevoir	(18)	(48)
Variation nette des autres comptes de bilan	69	(89)
Flux nets de tresorerie provenant de (requis par) l'exploitation	43	(361)
FLUX DE TRESORERIE PROVENANT DU FINANCEMENT		
Emission de dette a long terme	967	1 123
Moins le remboursement de dette a long terme	2 775	3 826
(Emission) remboursement de dette a long terme, montant net	1 808	2 703
(Emission) remboursement de dette a court terme, montant net	583	(1 426)
Vente d'effets a recevoir (Note 7)	(1 878)	-
Remboursement d'effets a recevoir	(536)	(540)
Flux nets de tresorerie (provenant du) requis par le financement	(23)	737
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des quasi-especes	(20)	(376)
Encaisse et quasi-especes, au debut de l'exercice	23	399
Encaisse et quasi-especes, a la fin de l'exercice	3 $	23 $
Interets payes durant l'exercice et inclus dans l'insuffisance des revenus sur les depenses	2 117 $	2 411 $

Se reporter aux notes afferentes aux etats financiers.

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

État consolidé des flux de trésorerie

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2003

(en millions de dollars)

	2003	2002
FLUX DE TRÉSORERIE AFFECTÉS À L'EXPLOITATION		
Insuffisance des revenus sur les dépenses	98 $	69 $
Rajustements :		
Amortissement des frais d'emprunt reportés	(105)	(140)
Réduction nette des CAÉ (Note 10)	161	-
Intérêts sur le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (Note 11)	(162)	(153)
Paiements en remplacement d'impôts à recevoir	(18)	(48)
Variation nette des autres comptes de bilan	69	(89)
Flux nets de trésorerie provenant de (requis par) l'exploitation	43	(361)
FLUX DE TRÉSORERIE PROVENANT DU FINANCEMENT		
Émission de dette à long terme	967	1,123
Moins le remboursement de dette à long terme	2 775	3 826
(Émission) remboursement de dette à long terme, montant net	1 808	2 703
(Émission) remboursement de dette à court terme, montant net	583	(1 426)
Vente d'effets à recevoir (Note 7)	(1 870)	-
Remboursement d'effets à recevoir	(536)	(540)
Flux nets de trésorerie (provenant du) requis par le financement	(23)	737
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des quasi-espèces	(20)	(376)
Encaisse et quasi-espèces, au début de l'exercice	23	399
Encaisse et quasi-espèces, à la fin de l'exercice	3 $	23 $
Intérêts payés durant l'exercice et inclus dans l'insuffisance des revenus sur les dépenses	2 117 $	2 411 $

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
Notes afférentes aux états financiers

1. Restructuration de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Le 1er avril 1999, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Ontario Hydro a été prorogée en tant que société sans capital-actions sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO). Cette dernière est exonérée des impôts fédéral et provincial en vertu de l'alinéa 149(1)*d*) de la Loi de l'impôt sur le revenu du Canada. La SFIÉO est une société d'État créée pour gérer la dette et administrer les actifs, les passifs, les droits et les obligations d'Ontario Hydro qui n'ont pas été transférés à d'autres sociétés remplaçantes, lesquelles comprennent :

- Ontario Power Generation Inc. (OPG), qui est une société de production d'électricité;
- Hydro One Inc. (Hydro One), qui est une société réglementée de transmission et de distribution d'électricité;
- la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ), qui coordonne le système indépendant centralisé réglementé et qui est chargée de diriger les opérations du système et d'exploiter le marché de l'électricité;
- l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIÉ), qui exerce la fonction de réglementation en matière d'inspection des installations électriques.

Le 1er avril 1999, les unités fonctionnelles, y compris les actifs, les passifs, les employés, les droits et les obligations de l'ancienne Ontario Hydro, ont été transférées à OPG et à Hydro One (ainsi qu'à leurs filiales) et à la SIGMÉ en contrepartie, respectivement, de 8,5 milliards de dollars, de 8,6 milliards de dollars et de 78 millions de dollars sous forme de titres de créance remboursables à la SFIÉO. À la même date, la Province a échangé ses participations de 5 126 millions de dollars dans OPG et de 3 759 millions de dollars dans Hydro One contre des titres de créance remboursables à la SFIÉO.

La dette, le passif et les frais de financement connexes de la SFIÉO seront remboursés à même les intérêts sur les effets à recevoir de la Province et des sociétés remplaçantes et, en vertu de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*, à même le revenu réservé au secteur de l'électricité reçu sous forme de paiements en remplacement d'impôts sur les bénéfices, d'impôts fonciers et d'impôts sur le capital et provenant des sociétés remplaçantes et des services municipaux d'électricité (SMÉ). La redevance de liquidation de la dette (RLD), qui sera versée par les consommateurs d'électricité au taux de 0,7 cent le KWh dans la plupart des collectivités de l'Ontario à partir de l'ouverture du marché à la concurrence, servira au remboursement de tout reliquat de dette. Jusqu'au moment de l'ouverture du marché, soit le 1er mai 2002, la SFIÉO continuait d'être partie à un accord sur l'attribution des recettes aux entités remplaçantes et avait droit au montant résiduel prévu des recettes générales du réseau après le paiement des charges d'exploitation d'OPG, de Hydro One et de la SIGMÉ.

2. Sommaire des principales conventions comptables

Méthode comptable

Puisque la SFIÉO est un organisme gouvernemental, les présents états financiers ont été dressés selon les recommandations du Conseil sur la comptabilité dans le secteur public de l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Incertitude de mesure

Une incertitude de mesure peut influer sur la constatation d'un élément dans les états financiers. Une telle incertitude existe lorsqu'il est raisonnable de croire qu'il pourrait y avoir un écart important entre le montant qui a été constaté et une autre valeur possible, comme dans le cas de l'utilisation d'estimations. Dans les présents états financiers, une incertitude de mesure concerne le montant estimatif du Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité, l'évaluation des CAÉ et la date prévue d'extinction des obligations de la SFIÉO. Les estimations sont fondées sur la meilleure information disponible au moment de l'établissement des états financiers et feront l'objet d'un rajustement annuel suivant la collecte de nouveaux renseignements.

Consolidation

Les présents états financiers comprennent les comptes de la Société de la caisse de retraite de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, filiale en propriété exclusive de la SFIÉO (Note 3).

Frais d'emprunt reportés

Les frais d'emprunt reportés comprennent les montants non amortis des gains et pertes de change non réalisés découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en devises et les escomptes, primes ou commissions payables à l'émission ou au remboursement avant l'échéance des titres d'emprunt. Ces frais sont amortis en fonction de l'échéance de la dette sous-jacente.

Constatation des revenus

Les revenus sont constatés pendant l'exercice au cours duquel ils sont gagnés.

Conversion des devises

La dette comprend les obligations, effets et débentures à court, moyen et long terme. La dette libellée en devises et couverte est convertie en dollars canadiens aux taux de change établis aux termes des contrats de couverture. La dette libellée en devises non couverte, les passifs et les actifs sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains et pertes de change sont reportés et amortis sur la durée résiduelle des éléments connexes.

Contrats d'achat d'électricité

Le passif au titre des contrats d'achat d'électricité est évalué selon la méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie (VAFT). La révision périodique de ce passif entraînera une modification du coût estimatif des contrats, laquelle sera amortie sur une période d'au plus dix ans.

3. Société de la caisse de retraite de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

La SFIÉO était l'administrateur du régime et de la caisse de retraite de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Elle était chargée de conclure un accord avec chacune des sociétés remplaçantes sur la répartition des actifs et des passifs du régime de retraite de la SFIÉO et sur leur transfert aux régimes des sociétés remplaçantes. La Société de la caisse de retraite de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SCRIÉO), filiale en propriété exclusive de la SFIÉO, agissait en qualité de mandataire de celle-ci pour remplir les responsabilités d'administration, d'investissement et autres du régime et de la caisse de retraite de la SFIÉO.

La SCRIÉO a présenté une demande au surintendant des services financiers de l'Ontario aux fins d'approbation du transfert des actifs du régime de retraite de la SFIÉO aux régimes des quatre entités d'exploitation remplaçantes. Le surintendant a donné son aval au transfert le 6 juin 2001. Exception faite de certains documents et actifs d'une valeur minimale, tous les actifs de la caisse de retraite ont été transférés aux régimes des sociétés remplaçantes le 29 juin 2001. Les fonctions de la SCRIÉO ayant été remplies, la SFIÉO s'affaire à dissoudre la société.

4. Dépendance économique

Comme la SFIÉO n'a pas de cote de solvabilité établie, la Province emprunte en son nom et lui prête les fonds nécessaires pour refinancer la dette échue et couvrir toute insuffisance. La SFIÉO dépend aussi du plan à long terme d'extinction du passif non provisionné décrit à la note 12. Compte tenu du soutien de la Province en matière de financement et du plan à long terme, la SFIÉO est considérée comme une entreprise en exploitation.

5. Encaisse et quasi-espèces

L'encaisse et les quasi-espèces comprennent les dépôts en espèces et les placements très liquides dont l'échéance est inférieure à trois mois. Ils sont comptabilisés à leur prix coûtant, lequel se rapproche de leur valeur marchande.

6. Sommes à recouvrer de la Province de l'Ontario

La Province s'est engagée à remettre à la SFIÉO l'excédent des bénéfices nets combinés d'OPG et de Hydro One sur le coût de financement de l'investissement de la Province dans ses filiales de l'industrie de l'électricité. Pour l'exercice terminé le 31 mars 2003, OPG et Hydro One ont réalisé un bénéfice totalisant 717 millions de dollars, soit 197 millions de plus que le coût de financement de l'investissement de la Province (520 millions). En 2001-2002, le bénéfice total des filiales n'a pas dépassé le coût de financement de l'investissement de la Province. Les 197 millions de dollars ont été constatés à titre de revenu de la SFIÉO. En juillet 2002, la Province a versé 370 millions à la SFIÉO en réduction des sommes à recevoir.

7. Effets à recevoir et prêts en cours

(En millions de dollars)	Échéance	Taux d'intérêt	Versement	31 mars 2003	31 mars 2002
Province de l'Ontario	2039 - 2041	5,85	Mensuel	8 885 $	8 885 $
OPG	2005 - 2011	5,44 à 6,65	Semestriel	3 200	3 200
Hydro One	2003	5,4 à 13,5	Semestriel	651	2 972
SIGMÉ	2009	7,90	Semestriel	78	78
				12 814	15 135
Moins la tranche à court terme des effets à recevoir				651	443
				12 163	14 692
Prêts en cours aux producteurs privés d'électricité (PPÉ) (Note 10)				174	257
				12 337 $	**14 949 $**

La SFIÉO a convenu avec OPG et la SIGMÉ de ne pas céder les effets dus par ces sociétés remplaçantes sans leur autorisation préalable.

Le 5 mars 2003, avec l'accord préalable de Hydro One, la SFIÉO a achevé la vente d'effets de Hydro One dont la valeur nominale s'élevait à 1 878 millions de dollars. La SFIÉO a ainsi réalisé un gain de 206 millions de dollars puisque le taux de l'intérêt payable sur ces effets était supérieur aux taux du marché.

En 2002, la SFIÉO avait par ailleurs convenu avec OPG de reporter jusqu' en décembre 2004 des remboursements de principal totalisant 200 millions de dollars qui devaient être effectués initialement en mars et septembre 2002. Ces remboursements ont à nouveau été reportés, cette fois à décembre 2006. En outre, la SFIÉO a convenu avec OPG de reporter à la période comprise entre mars 2005 et septembre 2006 des remboursements de principal totalisant 500 millions de dollars qui devaient être effectués initialement entre mars 2003 et septembre 2004.

8. Dette

Le tableau suivant présente l'encours de la dette au 31 mars 2003, par échéance et par devise, exprimé en dollars canadiens.

(En millions de dollars) Devise	Dollar canadien	Dollar américain	Yen japonais	2003 Total	2002 Total
Échéance :					
1 an	4 781	232	65	5 078	6 544
2 ans	3 250	—	—	3 250	1 666
3 ans	1 000	425	—	1 425	3 250
4 ans	119	—	—	119	1 000
5 ans	389	1 570	—	1 959	119
1 à 5 ans	9 539	2 227	65	11 831	12 579
6 à 10 ans	6 178	1 489	—	7 667	8 237
11 à 15 ans	648	—	—	648	1 843
16 à 20 ans	3 678	—	—	3 678	2 702
21 à 25 ans	2 077	—	—	2 077	3 037
26 à 50 ans	929	—	—	929	966
Total	**23 049 $**	**3 716 $**	**65 $**	**26 830 $**	**29 364 $**

Le taux d'intérêt effectif du portefeuille d'endettement est de 6,78 % (6,96 % en mars 2002) compte non tenu de l'incidence des instruments dérivés servant à la gestion du risque de taux. L'échéance la plus longue est le 17 octobre 2031. La dette totale libellée en devises au 31 mars 2003 s'élevait à 3,8 milliards de dollars (3,6 milliards de dollars en mars 2002), dont une tranche de 2,6 milliard de dollars, soit 67,7 %, (1,9 milliard de dollars, soit 52,8 %, en mars 2002) était couverte en dollars canadiens. Les obligations et les effets à payer qui sont détenus par la Province ou dont le capital et les intérêts sont garantis par celle-ci sont présentés dans le tableau suivant :

	31 mars 2003			31 mars 2002		
(en millions de dollars)	Détenus par la Province	Garantis par la Province	Total	Détenus par la Province	Garantis par la Province	Total
Titres à court terme	3 413	—	3 413	3 996	—	3 996
Tranche à court terme des titres à long terme	350	1 315	1 665	48	2 500	2 548
Titres à long terme	9 791	11 961	21 752	9 173	13 647	22 820
Total	**13 554 $**	**13 276 $**	**26 830 $**	**13 217 $**	**16 147 $**	**29 364 $**

La juste valeur de la dette émise se rapproche des montants selon lesquels les titres d'emprunt pourraient être échangés dans le cadre d'une opération courante entre des parties consentantes. Pour évaluer la dette de la SFIÉO, la juste valeur est estimée à l'aide de la valeur actualisée des flux de trésorerie et d'autres techniques et elle est comparée aux valeurs boursières, le cas échéant. Ces estimations sont touchées par les hypothèses formulées à l'égard des taux d'actualisation de même que du montant et du calendrier des flux monétaires futurs.

Au 31 mars 2003, la juste valeur estimative de la dette de la SFIÉO s'élevait à 31,2 milliards de dollars (32,8 milliards de dollars en mars 2002). Elle était supérieure à la valeur comptable de 26,8 milliards de dollars (29,4 milliards de dollars en mars 2002) étant donné que les taux d'intérêt courants étaient généralement inférieurs à ceux en vigueur au moment de l'émission, de même qu'en raison des fluctuations des taux de change. La juste valeur de la dette ne reflète pas l'incidence des instruments dérivés connexes.

9. Gestion des risques et instruments dérivés

La SFIÉO applique différentes stratégies de gestion des risques et observe des limites très sévères afin d'assurer une gestion prudente et économique des risques auxquels ses activités l'exposent. Diverses stratégies sont mises en oeuvre, y compris le recours à des instruments dérivés. Les instruments dérivés sont des contrats financiers dont la valeur découle de l'actif sous-jacent. La SFIÉO utilise de tels instruments pour couvrir et réduire au minimum le risque de taux. Les opérations de couverture prennent généralement la forme de swaps, soit des contrats aux termes desquels la SFIÉO convient avec une autre partie d'échanger, pendant une période déterminée, des flux de trésorerie fondés sur un ou plusieurs montants théoriques. La SFIÉO peut ainsi compenser ses passifs existants et les convertir efficacement en obligations assorties de caractéristiques plus intéressantes. Elle utilise également d'autres instruments dérivés comme les contrats de change à terme, les contrats de garantie de taux d'intérêt, les contrats à terme normalisés et les options.

Le risque de change découle du fait que les frais de service de la dette et le remboursement du capital peuvent varier en raison des fluctuations des taux de change. Pour réduire au minimum le risque de change, la SFIÉO utilise des instruments dérivés pour convertir les flux de trésorerie libellés en devises en flux libellés en dollars canadiens. Aux termes de la politique en vigueur, le risque non couvert lié aux flux de trésorerie libellés en devises ne peut dépasser 20 % du total de la dette. Au 31 mars 2003, une tranche de 6,3 % de cette dette (7,5 % en mars 2002) était dépourvue de couverture et était principalement libellée en dollars US.

Le risque de taux variable auquel est exposée la SFIÉO découle de l'évolution des taux à court terme sur une période de 12 mois. La SFIÉO réduit son risque de taux en utilisant des instruments dérivés pour convertir les paiements assortis de taux d'intérêt variables en paiements assortis de taux fixes. Aux termes de la politique en vigueur, le risque de taux non couvert, déduction faite des liquidités, ne peut dépasser 20 % du total de la dette. Au 31 mars 2003, la dette à taux variable de la SFIÉO représentait 13,5 % de sa dette totale (9,8 % en mars 2002).

Le risque d'illiquidité est le risque que la SFIÉO ne soit pas en mesure de rembourser sa dette à court terme actuelle. Conformément aux explications de la note 4, la SFIÉO s'en remet à la Province pour emprunter en son nom et lui prêter les fonds nécessaires pour refinancer la dette échue et couvrir toute insuffisance.

Le tableau qui suit renferme les dates d'échéance des instruments dérivés de la SFIÉO, par type, en cours au 31 mars 2003, en fonction du montant nominal des contrats. Les montants nominaux représentent le volume des contrats en cours; ils ne sont ni indicatifs des risques de crédit ou de marché ni des flux de trésorerie réels.

Montants théoriques du portefeuille d'instruments dérivés
(en millions de dollars)
Au 31 mars 2003

Exercice d'échéance	2004	2005	2006	2007	2008	6-10 ans	Plus de 10 ans	Total 2003	Total 2002
Swaps de devises	1 046	-	425	-	496	388	-	2 355	1 528
Swaps de taux	2 214	292	1 515	132	1 246	158	1 486	7 043	6 420
Contrat financier à terme sur devises	720	-	-	-	-	-	-	720	974
Autres[1]	-	50	-	-	-	-	-	50	250
Total	3 980 $	342	1 940	132	1 742	546	1 486	10 168	9 172 $

[1]Comprend les swaptions et les contrats à terme de taux d'intérêt.

Le recours à des instruments dérivés entraîne un risque de crédit découlant du défaut éventuel par l'une des parties de remplir ses obligations aux termes des contrats, dans les cas où la SFIÉO a des gains non réalisés. Le tableau suivant présente le risque de crédit lié au portefeuille d'instruments dérivés, mesuré selon la valeur de remplacement des instruments dérivés au 31 mars 2003.

Risque de crédit (en millions de dollars)	31 mars 2003	31 mars 2002
Risque de crédit brut[1]	4 167	4 569
Moins compensation[2]	(4 293)	(4 709)
Risque de crédit net[3]	(126) $	(140) $

Notes :
1. Le risque de crédit brut concerne notamment les swaps, les options, les contrats à terme normalisés, les contrats de garantie de taux et les contrats de change à terme.
2. Les contrats n'ont pas une date de règlement coïncidente. Cependant, les contrats cadres prévoient la compensation à la liquidation.
3. Le risque de contrepartie positif (au sens où les contreparties avaient une dette envers la SFIÉO) s'établissait à 202 millions de dollars (111 millions en mars 2002) et le risque de contrepartie négatif (au sens où la SFIÉO avait une dette envers cette contrepartie), à 328 millions (251 millions en mars 2002), soit un risque de crédit net total de (126) millions de dollars ((140) millions en mars 2002).

La SFIÉO gère son risque de crédit en s'assurant régulièrement de suivre les limites établies et en traitant avec des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. La SFIÉO limite également son risque de crédit lié aux instruments dérivés en concluant des contrats (contrats cadres) avec la quasi totalité de ses contreparties, ce qui lui permet de régler les instruments dérivés sur la base de solde net en cas de défaut d'une contrepartie. Le risque de crédit brut représente la perte que subirait la SFIÉO si toutes ses contreparties faisaient défaut au même moment et qu'aucune compensation du risque négatif n'était permise ou ne pouvait être exercée. Le risque de crédit net tient compte de l'effet d'atténuation de ces accords de compensation.

Au 31 mars 2003, les plus importantes concentrations de risque de crédit étaient associées à trois contreparties dont la cote était de « A+ » ou supérieure, chacune représentant plus de 10 % du risque de crédit net. Si la SFIÉO devait remplacer tous ses contrats de swaps avec ces trois contreparties, il lui en coûterait des sommes nettes de 23, 62 et 85 millions de dollars respectivement.

10. Contrats d'achat d'électricité

Les contrats d'achat d'électricité (CAÉ) et les accords de prêt connexes ont été conclus entre Ontario Hydro et les producteurs privés d'électricité (PPÉ) de l'Ontario. À titre de personne morale ayant remplacé Ontario Hydro, la SFIÉO est devenue la contrepartie à ces contrats. Ces contrats, qui viennent à échéance à diverses dates d'ici l'an 2048, prévoient l'achat d'électricité à des prix qui devraient être supérieurs à celui du marché. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité le 1er mai 2002, cette électricité a été vendue au prix du marché, lequel a été généralement inférieur au prix coûtant. Avant l'ouverture du marché, l'électricité achetée auprès des PPÉ a été revendue au prix coûtant au réseau géré par OPG.

Au cours de l'exercice, la SFIÉO a acheté 786 millions de dollars d'électricité (815 millions de dollars au 31 mars 2002). Le 18 avril 2002, le contrat de gestion des contrats des PPÉ conclu entre Enron et la SFIÉO a été confié à UBS Warburg Energy (Canada) Ltd. Les honoraires annuels comprennent une tranche fixe d'environ 750 000 $ et une tranche variable fondée sur le fait de réduire au minimum les pertes sur la vente de l'électricité produite par les PPÉ, qui a totalisé 10 millions de dollars (montant nul en 2002).

Le passif au titre des PPÉ est évalué à 4 286 millions de dollars selon la méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie (VAFT) depuis que la SFIÉO a remplacé Ontario Hydro le 1er avril 1999. Avec l'ouverture du marché de l'électricité au cours du présent exercice, le modèle de la VAFT a été mis à jour au 31 mars 2003, de sorte que le passif estimatif a été ramené de 4 286 à 3 745 millions. Ce changement sera amorti sur dix ans. En outre, chaque année, l'intérêt calculé au taux de la VAFT est ajouté au passif et le montant estimatif de la perte en cours d'exercice du modèle de la VAFT est déduit du passif, comme l'indique le tableau ci après :

État du passif au titre des PPÉ
(en millions de dollars)

Passif au titre des PPÉ au 31 mars 2002		4,286 $
Frais d'intérêt pour l'exercice		253
Moins la perte estimative en cours d'exercice		(372)
Réévaluation au 31 mars 2003		(422)
Total partiel		3 745
Plus : Frais de réévaluation non amortis		
Réévaluation brute	422	
Amortissement cumulé	(42)	380
		4 125 $

Les prêts aux PPÉ ont diminué d'un montant net de 83 millions de dollars pendant l'exercice pour atteindre 174 millions de dollars au 31 mars 2003 (257 millions de dollars au 31 mars 2002), principalement en raison des remboursements de principal.

11. Passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire

En tant que personne morale ayant remplacé Ontario Hydro, la SFIÉO a pris en charge un passif de 2 378 millions de dollars lié aux montants engagés avant le 1er avril 1999 pour la gestion des déchets nucléaires et la restauration des lieux. En mars 2002, la Province et OPG ont conclu l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) afin de mettre sur pied, de financer et de gérer des fonds distincts pour disposer des sommes nécessaires au règlement des frais de gestion des déchets nucléaires et à la cessation de l'exploitation des centrales. Le passif sera imputé au fonds d'intendance de la cessation de l'exploitation des centrales, qui doit être établi plus tard en 2003.

Le conseil d'administration de la SFIÉO a approuvé le financement du fonds d'intendance pour les quatre prochaines années, réglant ainsi le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire. La SFIÉO constatait ce passif en date du 1er avril 1999 et accumulait depuis lors des intérêts au taux estimatif de 5,75 % par année. Au 31 mars 2003, le passif au titre des intérêts a été inclus dans le passif de 2 974 millions de dollars (2 812 millions au 31 mars 2002). Le calcul du taux d'intérêt continue de faire l'objet de négociations entre les parties, mais la question devrait être réglée plus tard en 2003 et ne devrait pas avoir une incidence importante sur le solde du passif.

12. Passif non provisionné

Le passif non provisionné à l'ouverture de 19,4 milliards de dollars au 1er avril 1999 comprenait un passif de 38,1 milliards hérité d'Ontario Hydro, moins la valeur des actifs transférés à la SFIÉO le 1er avril 1999, dont 17,2 milliards en effets à recevoir et 1,5 milliard en prêts non remboursés et autres actifs. On a adopté un plan à long terme pour rembourser les dettes de la SFIÉO au sein même du secteur de l'électricité. Ce plan est fondé sur les flux de trésorerie provenant des sources suivantes au **1er avril 1999** :

des **effets à recevoir** de la Province (8,9 milliards de dollars), d'OPG (3,4 milliards de dollars), de Hydro One (4,8 milliards de dollars) et de la SIGMÉ (0,1 milliard de dollars), soit 17,2 milliards au total, suivant le transfert des actifs aux sociétés remplaçantes;

des **paiements en remplacement d'impôts** sur les bénéfices, d'impôts fonciers et d'impôts sur le capital faits par OPG, Hydro One et les SMÉ;

une **redevance de liquidation de la dette** à verser par les abonnés en fonction de leur consommation d'électricité;

un **revenu réservé au secteur de l'électricité**. L'excédent des bénéfices nets combinés d'OPG et de Hydro One sur le coût de financement de l'investissement de la Province dans ses filiales de l'industrie de l'électricité sera réservé au remboursement de la dette de la SFIÉO.

Aux termes du plan à long terme, on estime que les obligations de la SFIÉO seront sans doute éteintes en 2012.

13. Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité

Le 11 novembre 2002, la Province a dévoilé un programme conçu pour fournir de l'électricité aux consommateurs désignés et à faible volume au tarif fixe de 4,3 cents le kWh au moins jusqu'en 2006, et ce, rétroactivement au 1er mai 2002. Les fournisseurs d'électricité continuent de toucher le prix du marché libre fixé sur le marché de la SIGMÉ. Le programme est administré par le biais du Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité, que gère la SFIÉO.

Au cours des périodes pendant lesquelles le prix moyen de l'électricité est supérieur au tarif fixe de 4,3 cents le kWh, l'écart est comblé par le Fonds. Inversement, ce dernier recevra des crédits au cours des périodes pendant lesquelles le prix moyen de l'électricité sera inférieur au tarif fixe de 4,3 cents le kWh. Les débours du Fonds, qui ont atteint 1 461 millions de dollars au cours de l'année, ont été amputés d'une partie du remboursement versé par OPG aux termes de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (796 millions), ce qui laisse un coût net pour la SFIÉO de 665 millions.

14. Éventualités et garanties

La SFIÉO est partie prenante dans diverses poursuites judiciaires découlant de la conduite normale des affaires, dont certaines concernent l'ancienne Ontario Hydro avant la création de la SFIÉO le 1er avril 1999. Aux termes de la restructuration d'Ontario Hydro le 1er avril 1999, chaque société absorbante (OPG, Hydro One, OSIÉ et SIGMÉ, et leurs filiales respectives) doit prendre en charge les obligations liées aux activités de l'ancienne Ontario Hydro qui lui ont été transférées. Si ces obligations restent à la charge de la SFIÉO, la société absorbante est également tenue d'indemniser cette dernière. En ce qui concerne les poursuites judiciaires touchant les activités d'Ontario Hydro conservées par la SFIÉO, il est impossible de déterminer le résultat et le nombre de règlements de ces poursuites pour le moment. Par conséquent, aucune provision n'est incluse dans les états financiers à leur endroit. Il sera tenu compte de ces règlements, le cas échéant, dans la période au cours de laquelle ils ont lieu.

Sous réserve de franchises de 10 et de 20 millions de dollars respectivement, la SFIÉO a convenu d'indemniser Hydro One et OPG en cas d'opposition à la propriété d'un actif, d'un droit ou d'une chose ayant fait l'objet d'un transfert aux sociétés ou devant faire l'objet d'un transfert en date du 1er avril 1999, en cas d'inexécution d'un ordre de transfert d'un actif, d'un droit ou d'une chose et à l'égard des paiements, encaissements ou autres opérations concernant un compte de capital d'Ontario Hydro, y compris certains litiges connexes. La Province a accepté de prendre en charge tout passif éventuel découlant de ces indemnisations.

La SFIÉO a un passif éventuel au titre des garanties accordées à des tiers ayant fourni du financement à long terme à certains producteurs privés d'électricité relativement aux contrats d'achat d'électricité décrits à la note 10. Ces garanties totalisaient environ 113 millions de dollars au 31 mars 2003 (124 millions de dollars en 2002).

Gouvernance

Conseil d'administration

Bob Christie	Président et sous-ministre des Finances. [Durée du mandat : septembre 2000 à septembre 2006]
Michael L. Gourley	Vice-président et chef de la direction ainsi que vice-président et chef de la direction de l'Office ontarien de financement. [Durée du mandat : juillet 2002 à juin 2005]
Brian FitzGerald	Fellow de l'Institut Canadien des Actuaires. [Durée du mandat : mars 2003 à mars 2004]
Bryne Purchase	Sous-ministre de l'Énergie. [Durée du mandat : avril 2001 à mars 2004]
Tom Sweeting	Sous-ministre adjoint, Bureau du budget et de la fiscalité, ministère des Finances. [Durée du mandat : avril 2001 à mars 2004]
Bruce Macnaughton	Directeur, Direction des politiques en matière de régimes de retraite et de sécurité du revenu, ministère des Finances. [Durée du mandat : avril 2001 à mars 2004]
Robert Siddall	Président, Comité de vérification de la SFIÉO, Contrôleur provincial, ministère des Finances. [Durée du mandat : novembre 2002 à novembre 2005]
Karen Sadlier-Brown	Sous-ministre adjointe, Division du financement général et de l'analyse financiere en matiere d'électricité, Office ontarien de financement. [Durée du mandat : juillet 2003 à juillet 2006]

Gouvernance

Nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil, les administrateurs de la SFIÉO sont chargés d'en superviser les activités. Les opérations courantes sont menées par l'Office ontarien de financement et le ministère des Finances pour le compte de la SFIÉO. Le conseil d'administration, qui se réunit au moins une fois par trimestre, surveille les résultats financiers de la SFIÉO et approuve son plan d'activités pour chaque exercice ainsi que ses politiques financières.

Le ministre des Finances examine et approuve le plan d'activités annuel de la SFIÉO, qui présente les objectifs à court et à long terme ainsi que des rapports sur les réalisations de l'exercice précédent. Compte tenu de la Directive sur l'établissement et l'obligation de rendre compte des organismes du gouvernement, une fois tous les trois ans, le ministre des Finances recommande le plan d'activités de la SFIÉO au Conseil de gestion du gouvernement, aux fins d'approbation.

Le comité de vérification de la SFIÉO assiste le conseil d'administration en examinant et en approuvant les états financiers de la Société. Il recommande également un plan annuel de vérification interne et étudie les constatations et conclusions des vérificateurs internes au sujet de la qualité des contrôles internes. Le comité de vérification de la SFIÉO a recommandé au conseil d'administration que la législation sur le moment de la transmission et du dépôt du rapport annuel de la Société, y compris de ses états financiers vérifiés, soit conforme à celle sur le dépôt des comptes publics de la Province en raison du lien entre les états financiers de la SFIÉO et les comptes publics.

Le conseil de la SFIÉO peut également compter sur un comité des PPÉ qui prend les décisions concernant les contrats d'achat d'électricité de la SFIÉO. Le comité comprend des administrateurs de la Société qui représentent le ministère des Finances et le ministère de l'Environnement et de l'Énergie.

Politiques générales

Vue d'ensemble et structure

Conseil d'administration

- Examine et approuve les politiques principales de gestion des risques.
- Supervise la gestion du portefeuille d'endettement de la SFIÉO et des ventes de l'électricité produite par les PPÉ.

Comité de vérification

- Supervise le processus d'information financière au nom du conseil d'administration.
- Passe en revue les politiques principales de gestion des risques, les rapports de vérification interne et les états financiers.

Comités de gestion

Comité de gestion des risques

- Examine les mises à jour quotidiennes sur le marché et les perspectives du marché.
- Passe en revue les positions et stratégies actuelles en matière d'emprunts, d'investissements et de la gestion de la dette.

Comité des stratégies d'emprunt

- Examine la conjoncture économique, le plan financier et les perspectives des marchés des capitaux.
- Examine les activités relatives aux emprunts et à la gestion de la dette ainsi que les rapports de gestion, les flux de trésorerie et les prévisions annuelles relatives au financement.
- Examine les limites et procédures opérationnelles se rapportant aux opérations financières.
- Approuve les modifications et les exceptions aux politiques et procédures de gestion des risques approuvées.
- Approuve les politiques de gestion des risques aux fins de recommandation au conseil d'administration.

Division du contrôle des risques

- Surveille, mesure et évalue les risques de marché et les résultats associés aux emprunts et aux ventes de l'électricité produite par les PPÉ.
- Fait rapport en temps voulu à la haute direction et au conseil d'administration des résultats en réponse aux pratiques exemplaires de l'industrie dans un milieu en évolution ainsi que des risques sous-jacents des programmes et de la conformité à toutes les politiques.
- Élabore des politiques de gestion des risques et surveille la conformité aux politiques, aux limites et aux procédures approuvées par le conseil et surveille la performance et les tendances des portefeuilles.
- Évalue le risque de contrepartie et gère les relations avec les agences d'évaluation du crédit.

Politiques et procédures de gestion des risques pour les emprunts et la gestion de la dette

La gestion de la dette de la SFIÉO expose l'Office ontarien de financement (OOF) à des risques de crédit et de marché ainsi qu'à des risques opérationnels et d'illiquidité. L'OOF gère ces risques conformément aux directives de la haute direction et du conseil d'administration de la SFIÉO. Le conseil et les comités de gestion instaurent et approuvent les politiques de gestion des risques et surveillent la performance des activités menées par l'OOF sur les marchés des capitaux en rapport avec la SFIÉO.

La SFIÉO s'est dotée d'un ensemble de politiques afin de circonscrire les risques financiers liés au marché, au crédit, aux opérations et à l'utilisation d'instruments dérivés. Ces politiques s'inspirent des pratiques exemplaires recommandées par le Groupe des Trente, des lignes directrices et des directives d'organismes de réglementation, comme le Bureau du surintendant des institutions financières du Canada, la Banque des règlements internationaux (BRI), et des conseils dispensés à ce sujet par les représentants de banques canadiennes.

Compte tenu de l'ouverture du marché de l'électricité et des risques inhérents à la gestion des contrats conclus avec les PPÉ et des opérations connexes, des politiques s'appliquant à ces risques ont été recommandées au conseil d'administration, qui les a approuvées. Ces politiques et procédures connexes serviront à élaborer et à implanter une infrastructure de surveillance et d'évaluation des risques associés aux PPÉ.

Risque de marché

- Le risque de marché est le risque de subir une perte financière à cause des variations de la valeur des indices financiers, y compris les taux d'intérêt, les écarts de taux, les taux de change et le risque d'illiquidité.
- Cette politique constitue un cadre pour les emprunts et intègre plusieurs aspects de la gestion du risque de marché.
    - Limite relative au change – La position de change non couverte de la SFIÉO est limitée à 20 % de l'encours de la dette. Cette limite sera abaissée de façon prudente à 5 % dès que ce sera possible. Les opérations de change sont limitées aux devises des pays du Groupe des Sept, au franc suisse et aux devises équivalentes (c-à-d. l'euro).
    - Risque de taux – La limite du risque de taux de la SFIÉO correspond à 20 % de la dette.
    - Limite des pertes liées à la gestion des risques – Le total des pertes financières découlant du risque de marché et du défaut des contreparties ne doit pas dépasser la limite des pertes liées aux intérêts sur la dette précisée par le conseil d'administration. Par ailleurs, le chef de la Direction établit un seuil au delà duquel des mesures sont prises pour prévenir un dépassement de cette limite. Ce seuil figure dans le plan annuel de financement et de gestion de la dette.
    - Mesure du risque – Dans son plan annuel de financement et de gestion de la dette, la SFIÉO évalue son exposition au risque de marché afin de s'assurer que sa position et ses pertes éventuelles ne dépassent pas les limites fixées. Au chapitre du risque de marché, du risque de crédit et du risque d'illiquidité, l'évaluation est faite quotidiennement.
    - Profil des échéances de la dette – Lorsqu'il émet de nouveaux titres d'emprunt pour le compte de la SFIÉO, l'OOF s'efforce d'obtenir un profil d'échéances régulier afin de diversifier le risque de taux pour le refinancement de la dette venue à échéance et de la dette à taux variable.

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une contrepartie n'honore pas ses obligations. Il découle du fait que l'OOF effectue des opérations financières et sur instruments dérivés pour le compte de la SFIÉO. Dans le cas d'un nouveau swap, la cote de solvabilité minimale de la contrepartie est de AA- ou une moyenne de R1. Le risque qui en découle est plafonné par des limites d'évaluation au prix du marché, qui dépendent de la cote de solvabilité et de l'assise financière de la contrepartie.

Risque opérationnel

Le risque opérationnel de la SFIÉO est géré au moyen de procédures portant sur le risque concernant les modèles, le risque juridique, le risque de non-règlement et le risque concernant les systèmes d'information.

Risque concernant les modèles

Les modèles d'établissement des prix de la SFIÉO sont examinés périodiquement pour s'assurer de leur exactitude et de leur conformité aux normes de l'industrie. Il en va de même de son évaluation des instruments financiers.

Risque juridique

Des procédures et des normes ont été mises en place pour faire en sorte que la documentation des émissions de titres de créance, des opérations de gestion de la dette et de celles effectuées sur le marché monétaire réponde aux normes de l'industrie et soit exécutoire.

Risque de non-règlement

Pour le compte de la SFIÉO, l'OOF a instauré des procédures et des systèmes de contrôle interne, fait appel aux fournisseurs de services externes, et formé son personnel pour s'assurer que les opérations sont réglées correctement et rapidement, qu'elles sont consignées de façon exacte et que les fournisseurs de services participent comme il se doit.

Risque concernant les systèmes d'information

En qualité de fournisseur de services de la SFIÉO et pour le compte de cette dernière, l'OOF a pris des mesures pour protéger les systèmes informatiques et l'accès à ses bureaux : surveillance de la salle des systèmes informatiques, établissement d'une source d'alimentation électrique de secours, sauvegardes régulières des données, stockage à l'extérieur, pare-feux pour prévenir les accès non autorisés au réseau et exécution de programmes antivirus. Les mesures de sécurité sont examinées à intervalles réguliers et lorsqu'il se produit des changements importants.

Recours aux instruments dérivés

Les instruments dérivés sont employés uniquement pour réaliser l'objectif de la SFIÉO de répondre aux besoins de financement et de liquidité de la SFIÉO de manière avisée et économique. On utilise les instruments dérivés pour gérer les risques découlant de la dette actuelle et prévue et de manière conforme au plan annuel de financement et de gestion de la dette. Les risques découlant du recours aux instruments dérivés sont définis, surveillés, évalués et gérés de façon prudente.

Politiques de gestion des risques pour les ventes de l'électricité produite par les PPÉ

Risque de marché

La politique relative au risque de marché associé aux PPÉ adoptée pour la gestion du risque d'électricité constitue un cadre régissant l'utilisation d'instruments dérivés portant sur l'électricité pour le programme, et prévoit des limites de volume pour les ventes à terme et des limites de pertes financières. Une exigence clé du recours aux contrats à terme portant sur l'électricité et autres instruments dérivés est que la SFIÉO puisse évaluer le risque y afférent. La politique exige un plan annuel de gestion du risque associé aux PPÉ, qui énonce les hypothèses pour l'exercice à venir, y compris les hypothèses portant sur la conjoncture économique et le prix de l'électricité, un scénario de référence et des plans d'urgence pour gérer et diversifier le risque et des hypothèses sur l'offre. La politique exige également une évaluation du risque associé à toutes les hypothèses.

Risque de crédit

La SFIÉO fait face à des risques de crédit dans le cadre de ses opérations à terme sur le marché avec des contreparties. Cette politique prévient ce risque en exigeant des cotes de solvabilité minimales et en imposant des limites d'exposition, de durée et de concentration. Elle impose également des exigences pour la documentation et le caractère exécutoire. La surveillance et le compte rendu des risques de crédit et de la qualité de crédit relèvent de la Division du contrôle des risques.

Risque lié à l'offre

Le risque lié à l'offre découle du fait de devoir remplir des obligations contractuelles associées à des opérations de couverture de portefeuille au moyen de transactions sur le marché libre. Comme dans le cas des activités menées sur le marché financier, la gestion du portefeuille de production d'électricité des PPÉ de la SFIÉO doit comporter l'évaluation du risque de marché et du risque de contrepartie. Or, les risques liés entre autres au matériel, à l'approvisionnement de carburant et aux prix du carburant, lesquels peuvent tous avoir des répercussions sur la capacité de la SFIÉO de remplir ses obligations contractuelles au moyen de la production des PPÉ, compliquent encore davantage la gestion de ces risques.

Rapport sur la gestion des risques

Au cours de ses réunions trimestrielles habituelles, le conseil d'administration de la SFIÉO est informé des activités, des positions et des risques de la SFIÉO au moyen de trois rapports :

- le rapport du chef de la direction;
- le rapport sur les risques et les résultats;
- le rapport d'exception du directeur du Contrôle des risques de l'OOF.

Le plan annuel de financement et de gestion de la dette de la SFIÉO, qui indique de quelle façon on s'assure que les risques et les pertes de la SFIÉO ne dépassent pas les limites autorisées, est approuvé tous les ans par le conseil d'administration.

Le chef de la direction présente au conseil d'administration un rapport d'avancement faisant le point sur l'application du plan annuel de financement et de gestion de la dette, sur la dotation et sur d'autres questions touchant l'administration et l'exploitation de la SFIÉO. Il rend également compte de la manière dont la SFIÉO respecte les directives gouvernementales applicables. Le conseiller juridique de l'OOF informe le conseil de la conformité de la SFIÉO aux lois pertinentes.

Par ailleurs, des rapports quotidiens sur les risques et les positions de la SFIÉO sont fournis à la direction de l'OOF.

Sources de renseignements supplémentaires

Sur Internet :

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario **www.oefc.on.ca**

Le site fournit de l'information sur la dette, le régime de retraite et le conseil d'administration de la SFIÉO et renferme d'autres publications pertinentes.

Office ontarien de financement (OOF) **www.ofina.on.ca**

Le site fournit une description des activités de l'OOF, des émissions obligataires et des produits financiers de détail de l'Ontario et permet d'obtenir les principales publications de l'OOF et du ministère des Finances de l'Ontario.

Autres liens :

Ministère des Finances	www.fin.gov.on.ca
Ministère de l'Énergie	www.ene.gov.on.ca
Ontario Power Generation Inc. (OPG)	www.opg.com
Hydro One Inc. (HOI)	www.hydroone.com
Office de la sécurité des installations électriques	www.esainspection.net
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité	www.iemo.com

Renseignements

Pour obtenir des renseignements généraux et d'autres exemplaires du présent rapport annuel, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs, Direction des marchés des capitaux

Téléphone : 416 325-8000

Courriel : investor@oefc.on.ca

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
1, rue Dundas Ouest
Bureau 1400
Toronto (Ontario)
M7A 1Y7
Canada

Téléphone : (416) 325 8000

investor@oefc.on.ca
www.oefc.on.ca

© Imprimeur de la Reine pour l'Ontario
ISSN 1492-7543